

Atto n. 33/06

**ORIENTAMENTI E PROPOSTE PER L'OTTIMIZZAZIONE DEL
DISPACCIAMENTO DELLE UNITÀ DI PRODUZIONE CIP 6/92**

Documento per la consultazione

5 dicembre 2006

Premessa

Ai sensi della vigente normativa, i diritti e le obbligazioni, originariamente in capo ad Enel S.p.A. relativi all'acquisto di energia elettrica prodotta da operatori nazionali, di cui all'articolo 3, comma 12, del decreto legislativo n. 79/99, sono oggi in capo al Gestore dei servizi elettrici–GSE S.p.A. (di seguito: Gestore dei servizi elettrici).

In base alle suddette obbligazioni il Gestore dei servizi elettrici ritira tutta l'energia elettrica prodotta nell'ambito delle convenzioni di cessione sottoscritte ai sensi dei provvedimenti CIP n. 15/89, n. 34/90 e n. 6/92, (di seguito: energia elettrica CIP 6/92), corrispondendo al soggetto cedente i corrispettivi definiti dal provvedimento CIP n. 6/92 e suoi successivi aggiornamenti.

Ai sensi dell'articolo 3, comma 13 del decreto legislativo n. 79/99, il Gestore dei servizi elettrici, a sua volta, cede al mercato l'energia elettrica acquistata ed include negli oneri di sistema la differenza tra i costi di acquisto, commisurati ai corrispettivi CIP 6/92, ed i ricavi derivanti dalla vendita di suddetta energia sul mercato.

Nel 2005 circa 8.500 MW di capacità produttiva sono risultati contrattualizzati con il Gestore dei servizi elettrici, che ha ritirato dai produttori e ceduto al mercato circa 50 TWh.

La differenza tra il prezzo medio di acquisto e il prezzo medio di vendita è risultata, sempre nel 2005, pari a circa 60 €/MWh, per un onere complessivo a carico del sistema intorno ai 3 miliardi di euro.

Sulla base dei dati ad oggi disponibili, si prevede che l'energia elettrica CIP 6/92 continuerà ad essere prodotta, in quantità progressivamente decrescenti, fino ad esaurimento dei diritti di cessione dell'ultima convenzione, intorno al 2020.

Ciò premesso, per quanto attiene alle finalità del presente documento, si pone attenzione al fatto che gli impianti di generazione che cedono tutta o parte della propria produzione ai sensi dei precitati provvedimenti CIP (di seguito: unità di produzione CIP 6/92) sono oggi dispacciati prioritariamente ed in maniera scarsamente correlata ai prezzi che si vengono a formare sul mercato.

Si rileva anche che il quadro normativo vigente non incentiva la partecipazione delle suddette unità di produzione a nessuno dei mercati organizzati oggi operanti, anche quando le risorse da esse offerte potrebbero essere sfruttate efficientemente e con reciproco vantaggio sia per i titolari delle medesime che, in generale, per il sistema elettrico ed i clienti finali.

Sulla base delle suddette considerazioni l'Autorità, con deliberazione 3 luglio 2006, n. 138/06, ha dato avvio ad un procedimento per l'adozione delle misure necessarie per l'ottimizzazione, nell'ambito del mercato elettrico e del mercato per i servizi di dispacciamento, della chiamata a produrre delle unità di produzione CIP 6/92, con l'intento di individuare opportuni strumenti che contribuiscano a ridurre i costi di approvvigionamento dell'energia elettrica e delle risorse per il dispacciamento nel sistema elettrico nazionale, nonché per la conseguente riduzione degli oneri A3 ricadenti sui clienti finali.

Pertanto, nell'ambito del procedimento avviato con la citata deliberazione n. 138/06, con il presente documento si sottopongono alla consultazione alcuni possibili criteri finalizzati ad integrare le unità di produzione CIP 6/92 nei mercati nazionali dell'energia elettrica e dei servizi di dispacciamento, attraverso opportuni strumenti che ne disciplinino le modalità di offerta e di dispacciamento e fermo restando, per i titolari delle unità, i diritti di ricavo garantito dalle convenzioni in essere.

Attraverso tali strumenti, si intende onorare i diritti economici derivanti dal CIP 6/92, perseguendo una migliore efficienza produttiva e allocativa del sistema elettrico.

I soggetti interessati sono invitati a far pervenire all’Autorità, per iscritto, le loro osservazioni e le loro proposte entro e non oltre il 22 gennaio 2007, termine improrogabile di chiusura della consultazione.

Indirizzo a cui far pervenire osservazioni e proposte:
Autorità per l’energia elettrica e il gas
Direzione energia elettrica
piazza Cavour 5 – 20121 Milano

tel. 0265565336

fax 0265565222

e-mail: **energiaelettrica@autorita.energia.it**

1. Le attuali modalità di compravendita dell'energia elettrica di cui all'articolo 3, comma 12 del decreto legislativo n. 79/99

In conformità a quanto previsto dalla legge 9 gennaio 1991, n. 9, dai provvedimenti del CIP n. 15/89, n. 34/90 e n. 6/92, dal decreto legislativo n. 79/99, nonché dalla convenzione-tipo approvata con decreto del Ministro dell'industria del commercio e dell'artigianato 25 settembre 1992, il Gestore dei servizi elettrici ritira l'energia elettrica di cui all'articolo 3, comma 12 del decreto legislativo n. 79/99 e corrisponde ai titolari delle convenzioni di cessione i corrispettivi previsti dal provvedimento CIP n. 6/92 e suoi successivi aggiornamenti.

Ai sensi dell'articolo 3, comma 13 del decreto legislativo n. 79/99 e del decreto del Ministro dell'industria del commercio e dell'artigianato 21 novembre 2000, il Gestore dei servizi elettrici cede al mercato l'energia elettrica così acquisita, attraverso procedure definite dal Ministero e rinnovate di anno in anno.

Per l'anno 2006, le procedure da assegnazione al mercato dell'energia elettrica CIP 6/92 sono state definite con decreto del Ministro delle attività produttive 5 dicembre 2005 (di seguito: DM 5 dicembre 2005).

Tale decreto, recante la "*Determinazione delle modalità per la vendita sul mercato, per l'anno 2006, dell'energia elettrica, di cui all'articolo 3, comma 12, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, da parte del Gestore dei servizi elettrici - GRTN S.p.A.*", prevede, tra l'altro, che il Gestore dei servizi elettrici stipuli con gli operatori assegnatari di capacità produttiva CIP6 (per il 40% destinata all'Acquirente Unico e per il 60% destinata al mercato libero) un contratto per differenza – rispetto al prezzo di acquisto sul mercato elettrico – a prezzo costante in tutte le ore dell'anno 2006 e pari a 55,5 euro/MWh.

Attualmente, il Gestore dei servizi elettrici:

- i) presenta, sul Mercato del giorno prima (di seguito: MGP), offerte a prezzo pari a zero per l'energia elettrica che prevede di ritirare ai sensi delle convenzioni CIP6/92;
- ii) regola i contratti per differenza con i soggetti assegnatari della capacità assegnata ai sensi del DM 5 dicembre 2005;
- iii) a consuntivo, corrisponde ai titolari delle unità CIP 6/92 il prezzo previsto dalle convenzioni applicato all'energia elettrica effettivamente prodotta e ritirata.

La struttura contrattuale sopra descritta fa sì che, ai fini delle valutazioni della convenienza al ritiro dell'energia CIP 6/92, il riferimento, per il Gestore dei servizi elettrici, sia il prezzo di mercato.

Rispetto alle attuali modalità di programmazione e chiamata a produrre delle unità CIP 6/92, è possibile prospettare una serie di interventi che, se concretizzati, comporterebbero una maggiore efficienza, per il sistema elettrico, nell'utilizzo delle suddette unità.

Si considerino, ad esempio, le ore in cui il prezzo di mercato dell'energia elettrica risulta minore del costo variabile di produzione di un'unità CIP 6/92: in un'ottica di efficienza complessiva e di minimizzazione dei costi di sistema, sarebbe opportuno che tale unità non producesse nelle suddette ore, nelle quali è possibile approvvigionarsi ad un prezzo più conveniente sul mercato elettrico.

Inoltre, in virtù dello schema contrattuale e operativo oggi vigente, le unità di produzione CIP 6/92 non partecipano al Mercato dei servizi di dispacciamento (di seguito: MSD); un'eventuale partecipazione delle unità CIP 6/92 al MSD contribuirebbe ad incrementare le risorse per i servizi di dispacciamento e, conseguentemente, ad incrementare la concorrenza nel medesimo mercato.

2. Proposte per il miglioramento della gestione delle unità di produzione CIP6/92 nei mercati dell'energia e dei servizi di dispacciamento

Alla luce delle considerazioni esposte nel precedente paragrafo, si presentano nel seguito alcune proposte finalizzate ad incentivare la partecipazione attiva delle unità di produzione CIP 6/92 ai mercati dell'energia e dei servizi di dispacciamento, con l'obiettivo di rendere più efficiente, in un'ottica integrata, l'utilizzo di tali unità, mediante l'introduzione di specifiche direttive al Gestore dei servizi elettrici – che consentano la elaborazione e la realizzazione di strategie di offerta delle unità CIP 6/92 sui mercati – nonché di appositi strumenti contrattuali, attivabili facoltativamente dai produttori, che integrino, senza annullare o modificare, le convenzioni ex CIP 6/92. A tal fine è opportuno riepilogare preliminarmente i principali vincoli e condizioni scaturenti dalle suddette convenzioni.

2.1 I vincoli imposti dalle convenzioni di cessione ex CIP 6/92

Il Decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato 25 settembre 1992, nell'approvare la convenzione-tipo prevista dall'art. 22 della legge 9 gennaio 1991, n. 9, ne individua quattro differenti varianti, applicabili, rispettivamente, alle seguenti quattro tipologie di impianto:

- A) impianti che utilizzano fonti rinnovabili propriamente dette e impianti alimentati da fonti assimilate con potenza elettrica fino a 10.000 kW;
- B) impianti atti ad utilizzare carbone o gas prodotto dalla gassificazione di qualunque combustibile o residuo e impianti destinati esclusivamente a funzionamenti in emergenza;
- C) impianti con potenza elettrica superiore a 10.000 kW, 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 e impianti che utilizzano fonti fossili esclusivamente da giacimenti minori isolati;
- D) altri impianti, con potenza elettrica superiore a 10.000 kW, ordinati in funzione dell'indice energetico, di cui al provvedimento CIP n. 6 del 1992, titolo I, e successive modificazioni.

Anche in virtù delle caratteristiche tecniche e della fonte energetica primaria utilizzata, la convenzione-tipo relativa agli impianti di tipo D) presenta maggiori flessibilità nella programmazione e nel dispacciamento degli impianti, e, conseguentemente, nella regolazione delle relative partite economiche. Si evidenziano, ad esempio, le seguenti condizioni contrattuali valevoli per gli impianti di tipo D):

- il Gestore dei servizi elettrici comunica al titolare dell'unità di produzione (di seguito: il produttore) entro le ore 16 del venerdì di ogni settimana il programma di produzione per la settimana successiva;
- il programma settimanale di produzione può essere modificato dal Gestore dei servizi elettrici nel corso della settimana cui si riferisce, entro le ore 16 del giorno precedente a quello interessato dalla variazione di programma;
- i programmi comunicati del Gestore dei servizi elettrici devono essere compatibili con i vincoli tecnici dell'impianto (minimo tecnico, tempo di avviamento o fermata, ecc.) e, se presenti, di produzione di calore e/o con utilizzo di derivati di processo non immagazzinabili e non altrimenti utilizzabili;
- nel rispetto dei suddetti vincoli:

- nelle ore vuote (ore appartenenti alla fascia oraria F4, come definita dal provvedimento CIP n. 45/90), non è previsto l'obbligo di ritiro dell'energia elettrica da parte del Gestore dei servizi elettrici;
 - nelle ore piene (ore appartenenti alle fasce orarie F1, F2 e F3, come definite dal provvedimento CIP n. 45/90) è prevista contrattualmente una franchigia massima in energia entro la quale il Gestore dei servizi elettrici non ha l'obbligo di ritiro; per l'energia elettrica non ritirata oltre tale franchigia, il Gestore dei servizi elettrici è obbligato a corrispondere al produttore una indennità pari alla somma del costo evitato di impianto, di esercizio e di manutenzione, e, solo per i primi 8 anni di esercizio dell'impianto della componente correlata alla specifica tipologia di impianto;
- infine, fermi restando i vincoli sopra elencati, il Gestore dei servizi elettrici ha diritto a richiedere al produttore fino ad un massimo di 25 fermate all'anno.

Si ricorda, inoltre, che i prezzi di cessione previsti dal provvedimento CIP 6/92 per gli impianti di tipo D) sono prezzi differenziati tra ore piene ed ore vuote, e risultano pari a:

- costo evitato di combustibile (di seguito: CEC), nelle ore vuote;
- la somma del CEC, del costo evitato di impianto, del costo evitato di esercizio, manutenzione e spese generali connesse e – solo per i primi otto anni di esercizio dell'impianto – della componente correlata ai maggiori costi della specifica tipologia di impianto, nelle ore piene.

Un ulteriore vincolo da tenere presente in fase di predisposizione degli strumenti contrattuali innovativi presentati nel seguito del presente documento, consiste nell'obbligo di corrispondere ai produttori i suddetti prezzi con riferimento all'energia elettrica effettivamente prodotta e immessa in rete dall'unità CIP 6/92, nei limiti del programma di produzione.

Si sottolinea, infine, che il vincolo di corresponsione delle componenti di costo evitato di impianto, di esercizio e di manutenzione, nonché, solo per i primi 8 anni di esercizio dell'impianto, della componente correlata alla specifica tipologia di impianto, anche nei casi di mancato ritiro dell'energia elettrica CIP 6/92, fa sì che, di fatto, tali componenti costituiscano dei costi che il sistema deve comunque sostenere. Perciò, per tutte le valutazioni di convenienza economica legate al ritiro dell'energia elettrica CIP 6/92 contenute nel seguito del presente documento, si farà riferimento alla sola componente CEC.

2.2 Implementazione di strategie di offerta per gli impianti CIP 6/92 di tipo D)

2.2.1 Offerte al Costo evitato di combustibile

Sulla base del quadro sopra delineato è possibile affermare che, per il Gestore dei servizi elettrici, l'energia elettrica ritirata ai sensi della convenzione CIP 6/92 per gli impianti di tipo D) presenta un costo marginale, al netto degli eventuali oneri aggiuntivi da corrispondere ai produttori ai sensi del titolo II, punto 7 bis, del provvedimento CIP 6/92, corrispondente al CEC. Inoltre, ai sensi della convenzione CIP 6/92, sono trasferiti in capo al Gestore dei servizi elettrici anche i vincoli di programmazione derivanti dalle caratteristiche tecniche degli impianti, ivi inclusi gli eventuali vincoli relativi alla cessione di calore.

Pertanto, al fine di ottimizzare il dispacciamento delle unità di produzione CIP 6/92 di tipo D), il Gestore dei servizi elettrici potrebbe adottare, in conformità alle previsioni della convenzione CIP 6/92, strategie di offerta nel MGP analoghe a quelle di un produttore titolare di un'unità avente costo marginale pari al CEC, e quindi, nel rispetto dei vincoli tecnici dell'impianto (minimo tecnico, tempo di avviamento, ecc.) presentare nel MGP offerte pari al CEC.

S1: Quali eventuali criticità si riscontrano nell'attuazione dell'intervento proposto?

Tuttavia, il titolo II, punto 7 bis, del provvedimento CIP 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 per i titolari.

In conformità alla suddetta prescrizione, l'Autorità, con la deliberazione n. 113/06, ha fissato i criteri per il riconoscimento degli oneri derivanti dall'articolo 11 del decreto legislativo n. 79/99, vale a dire gli oneri relativi all'acquisto dei certificati verdi.

Inoltre l'Autorità ha prospettato, con il documento di consultazione 15 novembre 2006, un analogo riconoscimento, a valere sull'energia elettrica CIP 6/92, relativo agli oneri derivanti dall'applicazione della direttiva 2003/87/CE, vale a dire per l'acquisto di certificati di emissione di CO₂.

Tutti gli elementi che comportano una variazione del prezzo corrisposto ai titolari di unità CIP 6/92 sull'energia elettrica prodotta dovrebbero concorrere a formare il prezzo delle offerte presentate dal Gestore dei servizi elettrici nel MGP.

S2: Secondo quali criteri si ritiene che il Gestore dei servizi elettrici debba quantificare gli eventuali costi aggiuntivi, da includere nel prezzo di offerta, derivanti dall'attuazione del titolo II, punto 7 bis, del provvedimento CIP 6/92?

2.2.2 Offerte al costo variabile di generazione

In tutti i casi in cui il costo variabile di generazione sostenuto dal produttore è diverso dal CEC, l'offerta al CEC comporta, per valori del prezzo di mercato compresi tra il costo variabile e il CEC, un dispacciamento dell'unità non coerente con i reali costi di generazione, generando un'inefficienza per il sistema e per il produttore.

Al fine di incentivare la partecipazione delle unità CIP6/92 al mercato dell'energia secondo logiche di offerta legate ai reali costi di produzione, si potrebbe prevedere uno strumento di natura contrattuale, attivabile su base volontaria da parte del produttore con il Gestore dei servizi elettrici, da affiancare alla convenzione CIP6/92 e senza che quest'ultima venga modificata o annullata.

In base a tale contratto:

- a) per ciascun periodo rilevante, il produttore ha la facoltà di richiedere al Gestore dei servizi elettrici di presentare sul mercato del giorno prima offerte ad un prezzo convenzionale (C_V), definito e comunicato dal medesimo produttore;
- b) fermo restando il rispetto dei vincoli tecnici dell'impianto:
 - i. per i periodi rilevanti nei quali il produttore comunica il prezzo C_V , il Gestore dei servizi elettrici presenta nel MGP offerte a prezzo pari a C_V ;
 - ii. per i periodi rilevanti nei quali il produttore non comunica il prezzo C_V , il Gestore dei servizi elettrici presenta nel MGP offerte pari al CEC (eventualmente maggiorato per tenere conto dei maggiori oneri ex titolo II, punto 7 bis, del provvedimento CIP 6/92);
- c) nei periodi rilevanti in cui la presentazione, da parte del Gestore dei servizi elettrici, di un prezzo di offerta sul MGP pari a C_V comporta un programma dell'unità di produzione in esito al MGP differente da quello che si sarebbe verificato, a parità di prezzo di mercato, se il prezzo offerto fosse stato quello determinato dal Gestore dei servizi elettrici, il produttore è tenuto a corrispondere al Gestore dei servizi elettrici un importo pari al prodotto tra:

- i. la differenza tra il CEC e il prezzo del MGP in tale periodo rilevante
 - ii. la differenza tra il programma dell'unità di produzione in esito al MGP e quello che si sarebbe verificato, a parità di prezzo di mercato, se il prezzo offerto fosse stato quello determinato dal Gestore dei servizi elettrici;
- d) nei periodi rilevanti in cui la presentazione di un'offerta pari a C_V non comporta, per l'unità di produzione, modifiche negli esiti del MGP rispetto a quanto si sarebbe verificato, a parità di prezzo di mercato, se il Gestore dei servizi elettrici avesse offerto il CEC, l'accordo non produce effetti.

In altri termini, siano:

CEC = costo convenzionale dell'unità CIP 6/92 di tipo D) per il Gestore dei servizi elettrici;

C_V = costo convenzionale dell'unità CIP 6/92 di tipo D) indicato dal produttore;

P_{MGP} = prezzo del mercato del giorno prima.

Nei periodi rilevanti in cui $C_V < P_{MGP} < CEC$, l'offerta pari a C_V comporta la chiamata a produrre dell'unità e quindi un vantaggio per il produttore (corrispondente alla differenza tra CEC e C_V). Una parte del suddetto margine, pari alla differenza tra CEC e P_{MGP} , è attribuita al Gestore dei servizi elettrici (e quindi va a beneficio degli oneri generali di sistema), la restante parte, pari alla differenza tra P_{MGP} e C_V , resta a vantaggio del produttore, che è quindi incentivato a comunicare un costo convenzionale aderente ai reali costi variabili di generazione dell'unità.

Analogamente, nei periodi rilevanti in cui $CEC < P_{MGP} < C_V$, l'offerta pari a C_V comporta la non chiamata a produrre dell'unità e quindi un vantaggio per il produttore (corrispondente alla differenza tra C_V e CEC). Una parte del suddetto margine, pari alla differenza tra P_{MGP} e CEC , è attribuita al Gestore dei servizi elettrici (e quindi va a beneficio degli oneri generali di sistema), la restante parte, pari alla differenza tra C_V e P_{MGP} , resta a vantaggio del produttore.

Nei restanti casi che si possono teoricamente presentare ($CEC < C_V < P_{MGP}$; $C_V < CEC < P_{MGP}$; $P_{MGP} < CEC < C_V$ e $P_{MGP} < C_V < CEC$), ai fini della chiamata a produrre o meno dell'unità di produzione, è indifferente presentare un'offerta sul mercato pari a CEC o a C_V , e pertanto la strategia di offerta risulta già ottimizzata per entrambe le controparti.

S3: *Si condivide l'impostazione del meccanismo illustrato al presente paragrafo 2.2?*

S4: *Quali eventuali criticità si rilevano nel suddetto meccanismo?*

2.3 Partecipazione al mercato dei servizi di dispacciamento

Potrebbe inoltre essere prevista la possibilità di partecipazione al MSD per quelle unità di produzione CIP6/92 che rispettano i requisiti previsti da Terna per l'abilitazione alla fornitura dei diversi servizi approvvigionati su tale mercato.

Un possibile schema per la partecipazione al MSD delle unità di produzione CIP 6/92 abilitate e per la regolazione delle partite economiche connesse, prevede che:

- a) il produttore comunichi al Gestore dei servizi elettrici, quotidianamente e per ciascun intervallo temporale di riferimento per le offerte su MSD, un prezzo per le offerte di acquisto (P_{buy}) ed un prezzo per le offerte di vendita (P_{sell});
- b) il Gestore dei servizi elettrici, in qualità di utente del dispacciamento dell'unità di produzione CIP 6/92, presenta offerte sul MSD indicando i prezzi comunicatigli dal produttore;

- c) i ricavi e i costi conseguenti all'eventuale selezione delle offerte presentate sul MSD sono regolati con Terna dal Gestore dei servizi elettrici ai sensi del contratto di dispacciamento;
- d) in base ad un apposito accordo sottoscritto tra il produttore e il Gestore dei servizi elettrici, il secondo regola con il primo un corrispettivo che, sulla quantità di energia elettrica selezionata sul MSD, annulla gli effetti della convenzione CIP 6/92 (che, si rammenta, vincola il Gestore dei servizi elettrici a retribuire ai prezzi del CIP 6/92 l'energia elettrica prodotta e immessa in rete) e trasferisce al produttore i costi/ricavi del MSD.

In altri termini:

- per le offerte a salire (offerte di vendita) selezionate sul MSD, il Gestore dei servizi elettrici corrisponde al produttore un corrispettivo pari alla differenza tra il prezzo P_{sell} ed il CEC;
- per le offerte a scendere (offerte di acquisto) selezionate sul MSD, il Gestore dei servizi elettrici corrisponde al produttore un corrispettivo pari alla differenza tra il CEC ed il prezzo P_{buy} .

Si segnala infine che, per le sole unità di produzione di tipo D), al fine di armonizzare il meccanismo di ottimizzazione di cui al presente paragrafo con quello relativo al MGP proposto al precedente paragrafo 2.2, è necessario sostituire al parametro CEC il parametro CEC^* pari al $MIN(P_{MGP};CEC)$.

Per il servizio svolto sul MSD, potrebbe inoltre essere previsto un corrispettivo, a copertura dei costi di struttura del Gestore dei servizi elettrici, posto a carico del produttore che accede al meccanismo precedentemente illustrato, calcolato in proporzione alla quantità di energia elettrica selezionata su tale mercato.

S5: Si condivide l'utilità della partecipazione al MSD delle unità di produzione CIP6/92?

S6: Quali criticità si riscontrano sulla metodologia illustrata al presente paragrafo 2.3?

S7: Quali eventuali altre metodologie si ritiene che possano essere messe in atto per consentire una proficua partecipazione delle unità di produzione CIP 6/92 al MSD?

2.4 Corrispettivi di sbilanciamento

Il Gestore dei servizi elettrici, in qualità di utente del dispacciamento delle unità di produzione CIP 6/92, resta, come avviene attualmente, responsabile della regolazione dei corrispettivi di sbilanciamento previsti dal contratto di dispacciamento.

Tuttavia, fermo restando il rispetto delle condizioni poste dalla convenzione CIP 6/92, per non rendere inefficace il meccanismo di ottimizzazione sul MSD, è necessario prevedere l'applicazione di corrispettivi di sbilanciamento, a carico del titolare dell'unità di produzione CIP 6/92 abilitate al MSD, da applicarsi alle deviazioni dal programma vincolante modificato e corretto, ma nei limiti della quantità di energia selezionata sul MSD.

In particolare, un corrispettivo di sbilanciamento è dovuto dal produttore al Gestore dei servizi elettrici:

- a) sugli sbilanciamenti positivi, fino a concorrenza della quantità di energia elettrica eventualmente accettata a scendere sul MSD;
- b) sugli sbilanciamenti negativi, fino a concorrenza della quantità di energia elettrica eventualmente accettata a salire sul MSD.

Per la quota di sbilanciamento eccedente la quantità di energia elettrica accettata sul MSD, continuerebbe ad applicarsi la normativa attuale.

Analogamente a quanto previsto per la regolazione economica dei corrispettivi del MSD, anche per il trasferimento dei corrispettivi di sbilanciamento dal Gestore dei servizi al produttore è necessario prevedere una specifica regola che tenga conto che, in ogni caso, la convenzione CIP 6/92 impone il ritiro e la retribuzione ai prezzi regolati dell'energia elettrica effettivamente prodotta e immessa in rete.

S8: Si condividono le modalità di regolazione degli sbilanciamenti illustrate al precedente paragrafo 2.4?