

DOCUMENTO PER LA CONSULTAZIONE
35/2012/R/efr

**ORIENTAMENTI IN MATERIA DI REGOLAZIONE DEL
SERVIZIO DI DISPACCIAMENTO DA APPLICARSI ALLE UNITÀ
DI PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA, CON
PARTICOLARE RIFERIMENTO A QUELLE NON
PROGRAMMABILI**

Documento per la consultazione
Mercato di incidenza: energia elettrica

9 febbraio 2012

Premessa

Una penetrazione marcata e rapida delle fonti rinnovabili non programmabili nel sistema elettrico ed in particolare una percentuale così elevata di potenza elettrica connessa alla rete di distribuzione, richiede che le reti di distribuzione progressivamente da “passive” diventino “attive” (smart grid) e gli impianti di produzione o di consumo diventino progressivamente più partecipi alla gestione efficace, efficiente ed in sicurezza del sistema elettrico.

L’Autorità per l’energia elettrica e il gas (di seguito: l’Autorità), con la segnalazione del 6 ottobre 2011, PAS 21/11, ha già manifestato tale esigenza, evidenziando altresì alcuni possibili interventi urgenti. Per questo motivo l’Autorità, con la deliberazione ARG/elt 160/11, ha avviato un procedimento per la revisione delle condizioni per l’erogazione del servizio di dispacciamento, anche al fine di consentire di accogliere una maggiore immissione di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili non programmabili e da generazione distribuita a parità di rete e di risorse disponibili.

Il presente documento per la consultazione si contestualizza nel predetto procedimento e presenta solo alcuni degli elementi che l’Autorità sta valutando in materia di dispacciamento, e che saranno oggetto di successivi provvedimenti nel corso del 2012.

Nel presente documento, in particolare, si presentano gli orientamenti dell’Autorità al fine di promuovere una maggiore responsabilizzazione degli utenti del dispacciamento di impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili in relazione alla efficiente previsione dell’energia elettrica immessa in rete, evitando che i costi di sbilanciamento connessi ad un’errata previsione dell’energia prodotta ed immessa in rete dalle unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili non programmabili continuino a gravare sui soli consumatori di energia elettrica. Gli orientamenti qui esposti costituiscono un primo intervento per il solo anno 2012; con successivo documento per la consultazione, l’Autorità presenterà i propri orientamenti relativi agli anni successivi.

*I soggetti interessati sono invitati a far pervenire alla Direzione Mercati dell’Autorità, per iscritto, le loro osservazioni entro il **16 marzo 2012**.*

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 5 – 20121 Milano
tel. 02.655.65.290/284
fax 02.655.65.265
e-mail: mercati@autorita.energia.it
sito internet: www.autorita.energia.it

1. Introduzione

Negli ultimi anni, per effetto delle politiche di incentivazione degli impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, si sta assistendo ad uno sviluppo molto rapido della capacità di produzione oggetto di incentivazione, attribuibile per lo più alla realizzazione e connessione alle reti di impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili¹. In particolare, tale sviluppo riguarda gli impianti eolici, prevalentemente connessi alla rete di trasmissione nazionale in alta tensione, e gli impianti fotovoltaici, prevalentemente connessi alle reti di distribuzione in media e bassa tensione.

Una penetrazione marcata e rapida delle fonti rinnovabili non programmabili nel sistema elettrico ed in particolare una percentuale così elevata di potenza elettrica connessa alle reti di distribuzione, richiede che le medesime da “passive” diventino progressivamente “attive” (*smart grid*) e gli impianti di produzione o di consumo diventino progressivamente più partecipi alla gestione efficace, efficiente ed in sicurezza del sistema elettrico.

L’Autorità, con la segnalazione del 6 ottobre 2011, PAS 21/11, a cui si rimanda, ha già manifestato tale esigenza, evidenziando altresì alcuni possibili interventi urgenti. In particolare, con esclusivo riferimento alla regolazione del servizio di dispacciamento, l’Autorità ha evidenziato che la generazione da impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili potrebbe causare una pluralità di impatti rilevanti sulla gestione in sicurezza del sistema elettrico e sui costi connessi alla medesima gestione, in particolare, in ordine di criticità:

- sui sistemi di difesa;
- sull’approvvigionamento di risorse per il servizio di dispacciamento.

L’Autorità ha anche indicato l’esigenza di:

- a) ampliare l’intervallo di frequenza di funzionamento di tutti gli impianti di generazione distribuita, allineandolo a quello previsto per gli impianti connessi direttamente alla RTN, così da mitigare il rischio di “effetto domino” in caso di grave incidente di rete;
- b) valutare la possibilità di consentire alla società Terna S.p.A. (di seguito: Terna) azioni di riduzione selettiva della generazione distribuita, anche da fonti rinnovabili, ad iniziare da quella connessa in media tensione, così da ricostituire i margini di riserva laddove tutte le altre alternative per conseguire il medesimo obiettivo risultino impraticabili;
- c) promuovere una maggiore responsabilizzazione degli utenti del dispacciamento di impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili in relazione alla efficiente previsione dell’energia elettrica immessa in rete evitando che i connessi costi di sbilanciamento continuino a gravare sui soli consumatori di energia elettrica;
- d) valutare una più generale revisione dell’attuale disciplina del dispacciamento tenendo conto del nuovo contesto strutturale e di mercato, in corso di rapido mutamento, e delle conseguenti maggiori esigenze di flessibilità del sistema;

¹ Le unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili non programmabili sono definite dal decreto legislativo n. 387/03 come le unità di produzione che utilizzano l’energia solare, eolica, maremotrice, del moto ondoso, del gas di discarica, dei gas residuati dei processi di depurazione, del biogas, l’energia geotermica o l’energia idraulica, limitatamente in quest’ultimo caso alle unità ad acqua fluente.

- e) prevedere, anche ai fini della valutazione di cui alla lettera d), che Terna, con cadenza periodica, quantifichi la massima penetrazione della generazione da fonte rinnovabile intermittente (con particolare riferimento agli impianti eolici e fotovoltaici) compatibile con l'assetto di sistema; e che Terna valuti gli interventi necessari al fine di garantire, in condizioni di sicurezza per il sistema elettrico nazionale, lo sviluppo delle fonti rinnovabili tenendo conto degli obiettivi al 2020.

Per quanto concerne le unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili c.d. non programmabili, è opportuno richiamare il fatto che la “non programmabilità” di tali fonti non consiste nella impossibilità di prevedere l'energia elettrica prodotta e immessa in rete, quanto piuttosto nella difficoltà di controllare e modificare, sulla base di un programma predefinito, la quantità di energia immessa in rete; azione, quest'ultima, peraltro inefficiente in quanto comporta necessariamente lo “spreco” della fonte primaria rinnovabile. In generale, tutte le forme di produzione di energia elettrica non programmabili (nel senso sopra detto) sono caratterizzate dalla possibilità di prevedere le immissioni in rete, ancorché con un differente grado di precisione in dipendenza dalla fonte e dalle situazioni².

L'Autorità, proprio per dare seguito a quanto sopra esposto, con la deliberazione ARG/elt 160/11, ha avviato un procedimento finalizzato alla formazione di provvedimenti in materia di regolazione del servizio di dispacciamento.

Per quanto riguarda le esigenze di cui alle lettere a) e b), l'Autorità interverrà con propri provvedimenti, nell'ambito dell'approvazione dell'Allegato al Codice di rete posto in consultazione da Terna in data 9 dicembre 2011 e recante la “Regolazione tecnica dei requisiti di sistema della generazione distribuita” e definendo opportune tempistiche per una sua rapida implementazione, distinguendo tra impianti di nuova realizzazione ed impianti esistenti.

Per quanto riguarda invece le esigenze di cui alla lettera c), i primi orientamenti dell'Autorità vengono esposti nel presente documento per la consultazione. Si rimanda invece ad un successivo documento per gli orientamenti relativi alle esigenze di cui alle lettere d) ed e).

Il presente documento per la consultazione si colloca quindi nel più ampio procedimento avviato con la deliberazione ARG/elt 160/11, finalizzato alla formazione di provvedimenti in materia di regolazione del servizio di dispacciamento e si pone l'obiettivo di presentare le disposizioni che l'Autorità intende adottare, in via di prima applicazione, al fine di responsabilizzare gli utenti del dispacciamento di impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili in relazione alla previsione e programmazione dell'energia elettrica immessa in rete; ciò attraverso una più efficiente allocazione dei costi di riserva e bilanciamento del sistema elettrico causati dalla variabilità delle immissioni dei predetti impianti. Tali costi sono allo stato attuale sostenuti dalla generalità dei consumatori di energia elettrica insieme all'impatto sul funzionamento e sui prezzi del mercato elettrico e sui costi del servizio di dispacciamento delle inefficienze derivanti alla mancanza di una disciplina quale quella qui esposta.

² *Commercially available wind-forecasting capability can substantially reduce the costs associated with day-ahead uncertainty. (...) state of the art forecasting was shown to provide 80% of the benefit that would result from perfect forecasting. Cfr. Smith, Milligan, DeMeo, Parson, Utility Wind Integration and Operating Impact State of the Art, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 22, n°3, August 2007.*

Gli orientamenti qui esposti riguardano il solo anno 2012 e costituiscono un primo intervento, che tiene conto della necessaria gradualità nell'introduzione di una corretta allocazione dei costi di sbilanciamento sui soggetti che contribuiscono a generare tali costi; con successivo documento per la consultazione, l'Autorità presenterà i propri orientamenti relativi agli anni successivi, anche tenendo conto degli effetti della regolazione qui esposta, dell'ulteriore diffusione delle fonti rinnovabili attesa per il 2012 e di eventuali valutazioni ulteriori che tengano conto più in dettaglio delle peculiarità delle diverse fonti.

2. La previsione dell'energia elettrica immessa in rete da unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili non programmabili

2.1 La situazione attuale

Ai sensi dell'articolo 11, comma 4, del decreto legislativo n. 79/99, le unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili (sia programmabili che non programmabili) hanno diritto alla priorità di dispacciamento a parità di prezzo d'offerta, compatibilmente con la sicurezza del sistema elettrico.

Per le unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili programmabili, il corrispettivo di sbilanciamento effettivo³ viene determinato sulla base dei costi effettivi che lo sbilanciamento medesimo comporta sul sistema, distinguendo tra unità di produzione abilitate e non abilitate⁴.

³ Il corrispettivo di sbilanciamento effettivo rappresenta il valore unitario attribuito alla differenza tra l'energia elettrica prevista e quella effettivamente immessa in rete, cioè al cosiddetto sbilanciamento.

⁴ Unità abilitata è un'unità di produzione o di consumo che risponde ai requisiti fissati nelle regole per il dispacciamento ai fini dell'abilitazione alla fornitura a Terna di risorse per il dispacciamento dell'energia elettrica. Tutte le unità diverse dalle unità abilitate rientrano nella dizione di unità non abilitata.

In particolare:

1. il prezzo di sbilanciamento per la valorizzazione degli sbilanciamenti effettivi per ciascun punto di dispacciamento relativo ad un'unità abilitata:
 - nel caso di sbilanciamenti effettivi positivi è pari a:
 - a) in ciascun periodo rilevante in cui lo sbilanciamento aggregato zonale è positivo, al valore minimo tra:
 - i) il prezzo più basso tra quelli delle offerte di acquisto accettate nel mercato per il servizio di dispacciamento ai fini del bilanciamento in tempo reale nel medesimo periodo rilevante, nella macrozona cui il punto di dispacciamento appartiene e
 - ii) il prezzo di valorizzazione delle offerte di vendita accettate nel mercato del giorno prima nel medesimo periodo rilevante nella zona in cui è localizzato il punto di dispacciamento;
 - b) in ciascun periodo rilevante in cui lo sbilanciamento aggregato zonale è negativo, al prezzo di valorizzazione delle offerte di vendita accettate nel mercato del giorno prima nel medesimo periodo rilevante, nella zona in cui è localizzato il punto di dispacciamento.
 - nel caso di sbilanciamenti effettivi negativi è pari a:
 - a) in ciascun periodo rilevante in cui lo sbilanciamento aggregato zonale è positivo, al prezzo di valorizzazione delle offerte di vendita accettate nel mercato del giorno prima nel medesimo periodo rilevante nella zona in cui è localizzato il punto di dispacciamento;
 - b) in ciascun periodo rilevante in cui lo sbilanciamento aggregato zonale è negativo, al valore massimo tra:
 - i) il prezzo più alto tra quelli delle offerte di vendita accettate nel mercato per il servizio di dispacciamento ai fini del bilanciamento in tempo reale nel medesimo periodo rilevante, nella macrozona cui il punto di dispacciamento appartiene e

Viceversa, per le unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili non programmabili, il corrispettivo di sbilanciamento effettivo è pari al prezzo di valorizzazione delle offerte di vendita accettate nel mercato del giorno prima (MGP) nel corrispondente periodo rilevante, nella zona in cui è localizzato il punto di dispacciamento (prezzo MGP): ciò significa che, qualora l'energia elettrica effettivamente immessa in rete da tali unità sia diversa da quella prevista, non vengono attribuiti a tali unità i maggiori costi indotti sul sistema che, pertanto, vengono socializzati⁵.

Un simile approccio non è *cost reflective* e si configura come un ulteriore incentivo implicito per le fonti rinnovabili non programmabili. Peraltro l'utente del dispacciamento viene indotto a non farsi parte attiva nella gestione dell'interrelazione tra impianto e rete, trascurando quindi varie attività (quali la previsione e la programmazione dell'energia elettrica immessa in rete) che invece sono svolte da tutti gli altri utenti, direttamente o indirettamente, ivi inclusi i clienti finali. Tale approccio, introdotto all'avvio del mercato elettrico, tenendo conto della scarsa diffusione delle fonti rinnovabili non programmabili nel sistema elettrico nazionale, risulta però oltremodo critico allo stato attuale e tenendo conto delle evoluzioni previste nei prossimi anni poiché il livello di penetrazione di tali fonti è e sarà sempre più rilevante.

Negli ultimi anni, l'Autorità ha già iniziato a definire una serie di disposizioni finalizzate a migliorare la previsione delle immissioni di energia elettrica nel caso di unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili non programmabili.

La deliberazione ARG/elt 5/10 ha introdotto nuovi strumenti incentivanti in materia di programmazione delle unità di produzione rilevanti (cioè di potenza superiore o uguale a 10 MVA) alimentate da fonti rinnovabili non programmabili. Ciò al fine di promuovere il miglioramento delle previsioni delle immissioni di energia elettrica da parte dei produttori, riducendo di conseguenza i costi causati al sistema elettrico.

-
- ii) il prezzo di valorizzazione delle offerte di vendita accettate nel mercato del giorno prima nel medesimo periodo rilevante, nella zona in cui è localizzato il punto di dispacciamento.
2. il prezzo di sbilanciamento per la valorizzazione degli sbilanciamenti effettivi per ciascun punto di dispacciamento relativo ad un'unità non abilitata è pari:
- a) in ciascun periodo rilevante in cui lo sbilanciamento aggregato zonale è positivo, al valore minimo tra:
- i) il prezzo medio delle offerte di acquisto accettate nel mercato per il servizio di dispacciamento ai fini del bilanciamento in tempo reale, ponderato per le relative quantità, nel medesimo periodo rilevante, nella macrozona cui il punto di dispacciamento appartiene e
 - ii) il prezzo di valorizzazione delle offerte di vendita accettate nel mercato del giorno prima nel medesimo periodo rilevante nella zona in cui è localizzato il punto di dispacciamento;
- b) in ciascun periodo rilevante in cui lo sbilanciamento aggregato zonale è negativo, al valore massimo tra:
- i) il prezzo medio delle offerte di vendita accettate nel mercato per il servizio di dispacciamento ai fini del bilanciamento in tempo reale, ponderato per le relative quantità, nel medesimo periodo rilevante, nella macrozona cui il punto di dispacciamento appartiene e
 - ii) il prezzo di valorizzazione delle offerte di vendita accettate nel mercato del giorno prima nel medesimo periodo rilevante, nella zona in cui è localizzato il punto di dispacciamento.

⁵ Solo nel caso in cui sono state presentate sul mercato del giorno prima offerte di vendita a prezzo non nullo oppure per i quali il programma di immissione al termine del mercato Intraday (MI) risulti differente dal programma di immissione al termine del MGP, il prezzo di sbilanciamento è posto pari al prezzo di sbilanciamento per la valorizzazione degli sbilanciamenti effettivi per ciascun punto di dispacciamento relativo ad un'unità non abilitata.

In particolare, nel caso in cui lo sbilanciamento effettivo di una unità di produzione rilevante alimentata da fonti rinnovabili non programmabili, nell'ora h, sia, in valore assoluto, inferiore al prodotto fra l'energia elettrica immessa nella medesima ora ed il parametro S_{rif} , Terna provvede ad erogare al relativo utente del dispacciamento un corrispettivo per la corretta previsione (CCP) calcolato secondo la seguente formula:

$$CCP = premio * (S_{rif} * E_{imm} - |E_{imm} - E_{prog}|)$$

dove:

- $premio$ è il corrispettivo unitario per la corretta programmazione, pari a 3 €/MWh;
- S_{rif} è la soglia di riferimento, pari a 0,3 per il 2010; 0,2 per il 2011; 0,15 per il 2012 e per gli anni a seguire;
- E_{imm} è l'energia elettrica immessa in rete nell'ora h dall'unità di produzione;
- E_{prog} è l'energia elettrica che nell'ora h l'unità di produzione avrebbe immesso se avesse rispettato il suo programma vincolante modificato e corretto di immissione.

Con riferimento invece alle unità di produzione non rilevanti alimentate da fonti rinnovabili non programmabili, con la deliberazione ARG/elt 4/10 l'Autorità ha dato mandato al GSE di effettuare previsioni aggregate per ogni zona di mercato, acquisendo via satellite, in tempo reale, i dati relativi alla disponibilità della fonte e alla conseguente produzione. Per tali unità di produzione quindi, ad oggi, l'onere della previsione non ricade sui produttori.

Infine, con la deliberazione ARG/elt 124/10, l'Autorità ha istituito, presso Terna, il sistema di Gestione delle Anagrafiche Uniche Degli Impianti di produzione e delle relative unità (GAUDÌ) e razionalizzato i flussi informativi tra i vari soggetti operanti nel settore della produzione di energia elettrica. Tale sistema, nel momento in cui sarà pienamente funzionante (con particolare riferimento alla messa in esercizio della parte relativa alla qualificazione al mercato delle unità di produzione non rilevanti), consentirà di evitare che alcune unità di produzione, per le quali il produttore intende optare per il ritiro dedicato o lo scambio sul posto, non siano inserite in nessun punto di dispacciamento alla data di entrata in esercizio. Ciò consentirà quindi di migliorare l'integrazione di queste unità di produzione nel mercato elettrico. L'Autorità, con la deliberazione ARG/elt 148/11, ha recentemente definito tempistiche vincolanti in capo a Terna per il completamento del sistema GAUDÌ prevedendo altresì una riduzione dei costi riconosciuti nel caso di mancato rispetto di tali tempistiche.

2.2 Considerazioni inerenti la necessità di responsabilizzazione degli utenti del dispacciamento in relazione alla efficiente previsione dell'energia elettrica immessa in rete dagli impianti alimentati da fonti rinnovabili

L'assenza di penalizzazioni in caso di sbilanciamenti, con la conseguente mancata o inefficiente previsione dell'energia elettrica immessa in rete da unità di produzione

alimentate da fonti rinnovabili non programmabili⁶, aggrava i problemi derivanti dall'aleatorietà delle fonti e contribuisce a:

- sottostimare sistematicamente la produzione da fonti rinnovabili non programmabili ritirata dal GSE e che il medesimo GSE deve offrire su MGP a prezzo nullo;
- sottostimare sistematicamente la produzione da fonti rinnovabili non programmabili offerta direttamente su MGP e sul mercato Intraday (MI) dagli utenti del dispacciamento diversi dal GSE (produttori o grossisti);
- incrementare l'errore di previsione di Terna dei fabbisogni orari zionali residui⁷ da utilizzare ai fini dell'approvvigionamento di risorse nella fase di programmazione del mercato dei servizi di dispacciamento (MSD).

Quanto appena illustrato ha due effetti economici negativi: uno su MGP e uno su MSD.

La sistematica sottostima della produzione da fonti rinnovabili non programmabili offerta su MGP e su MI ha come inevitabile effetto quello di rallentare l'espansione dell'offerta concorrenziale su tali mercati e, quindi, di ritardare la probabile riduzione dei prezzi di MGP, con particolare riferimento alle ore di minimo carico residuo diurno dei mesi caratterizzati dalla massima produzione fotovoltaica. Ciò altera potenzialmente anche l'economicità degli attuali scambi con l'estero poiché "falsati" da prezzi di MGP che, non riflettendo accuratamente l'impatto della crescente produzione da fonti rinnovabili non programmabili, possono indurre importazioni nette superiori a quelle efficienti.

L'incremento dell'errore di previsione di Terna dei fabbisogni orari zionali residui aumenta inevitabilmente la domanda di capacità di regolazione idonea a compensare sul mercato di bilanciamento (MB) sovrastime o sottostime dei predetti fabbisogni. Ai fini di mantenere invariato il livello di sicurezza del sistema elettrico nazionale (SE) nelle sottofasi di programmazione di MSD, Terna non può che mantenere maggiori margini di regolazione di frequenza e potenza e di regolazione di tensione, opportunamente distribuiti sulla RTN. A parità di altri fattori, ciò implica un incremento dei costi dell'attività di dispacciamento per effetto dell'incremento delle quantità da "riservare" a regolazione secondaria o terziaria; incremento sempre più rilevante all'aumentare della criticità del sistema.

La parte di generazione da fonte rinnovabile non programmabile, in particolare da fonte solare fotovoltaica, non offerta su MGP, non essendo bilanciata da carico, implica anzitutto la riduzione e lo spegnimento di generazione termoelettrica, anche in tempo reale. Questo tipo di esercizio, pur essendo tecnicamente l'unico efficace sotto il profilo della sicurezza, presenta evidenti diseconomie, attenuate in parte dal fatto che una quota rilevante della capacità delle unità di produzione e pompaggio, necessarie a gestire tali situazioni, è stata dichiarata essenziale alla sicurezza del sistema e sottoposta a uno dei regimi previsti dalla deliberazione n. 111/06.

⁶ Non solo non vi è infatti incentivo alcuno a programmare correttamente su MGP tali impianti ma gli operatori pivotali possono avere persino l'incentivo a non offrire la propria produzione da fonti rinnovabili non programmabili per tenere alti i prezzi su MGP: la produzione effettiva viene infatti comunque remunerata a sbilanciamento a prezzi MGP e Terna è altresì costretta a chiamare a scendere su MSD gli impianti termoelettrici selezionati su MGP, eventualmente anche quelli degli operatori pivotali.

⁷ Per fabbisogno o carico residuo si intende il differenziale fra il fabbisogno o carico complessivo e la parte di esso che è soddisfatta dalla generazione da fonti rinnovabili non programmabili.

Tenendo conto di quanto sopra esposto, appare evidente la necessità di promuovere una più efficiente previsione dell'energia elettrica immessa in rete da unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili non programmabili, al fine di favorirne l'integrazione nel mercato, massimizzando i benefici che tali fonti possono apportare su MGP ed MI (in termini di riduzione dei prezzi) e, di conseguenza, minimizzando le criticità che tali fonti determinano su MSD. È evidente, inoltre, che l'ottimizzazione del servizio di dispacciamento consente, in ultima analisi, di accogliere una maggiore immissione di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili non programmabili a parità di rete e di altre risorse disponibili.

Gli interventi già introdotti (descritti nel paragrafo 2.1) non sono sufficienti. Occorre pertanto proporre nuovi interventi.

3. Orientamenti dell'Autorità al fine di promuovere una maggiore responsabilizzazione degli utenti del dispacciamento di impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili in relazione alla efficiente previsione dell'energia elettrica immessa in rete

3.1 *Gli orientamenti dell'Autorità al fine di innovare la regolazione degli sbilanciamenti effettivi e della corretta previsione per gli utenti del dispacciamento di impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili*

L'obiettivo dell'Autorità è quello di introdurre una regolazione *cost reflective* del servizio di dispacciamento anche nel caso di unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili non programmabili.

Considerato che, ad oggi, le unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili non programmabili sono tutte non abilitate alla partecipazione a MSD, l'implementazione di una regolazione *cost reflective* presupporrebbe almeno che, a regime, si applichi il trattamento oggi previsto per le unità non abilitate⁸.

Ciò significa che il prezzo di sbilanciamento per la valorizzazione degli sbilanciamenti effettivi per ciascun punto di dispacciamento dovrebbe essere pari:

- a) in ciascun periodo rilevante in cui lo sbilanciamento aggregato zonale è positivo, al valore minimo tra:
 - i) il prezzo medio delle offerte di acquisto accettate nel mercato per il servizio di dispacciamento ai fini del bilanciamento in tempo reale, ponderato per le relative quantità, nel medesimo periodo rilevante, nella macrozona cui il punto di dispacciamento appartiene e
 - ii) il prezzo di valorizzazione delle offerte di vendita accettate nel mercato del giorno prima nel medesimo periodo rilevante nella zona in cui è localizzato il punto di dispacciamento (prezzo zonale orario);
- b) in ciascun periodo rilevante in cui lo sbilanciamento aggregato zonale è negativo, al valore massimo tra:
 - i) il prezzo medio delle offerte di vendita accettate nel mercato per il servizio di dispacciamento ai fini del bilanciamento in tempo reale, ponderato per le

⁸ Naturalmente, qualora alcune di tali unità, a seguito di future revisioni dei mercati, dovessero essere abilitate alla fornitura di servizi di dispacciamento, la regolazione *cost reflective* (per tali unità) potrebbe essere quella attualmente prevista per le unità abilitate.

- relative quantità, nel medesimo periodo rilevante, nella macrozona cui il punto di dispacciamento appartiene e
- ii) il prezzo di valorizzazione delle offerte di vendita accettate nel mercato del giorno prima nel medesimo periodo rilevante, nella zona in cui è localizzato il punto di dispacciamento (prezzo zonale orario).

Tale prezzo di sbilanciamento, per come è definito, è funzione del segno dello sbilanciamento aggregato zonale: in alcune ore può comportare un maggior ricavo/minor onere (e quindi un margine positivo) rispetto al prezzo zonale orario (sono le ore in cui lo sbilanciamento dell'unità di produzione è di segno opposto rispetto allo sbilanciamento aggregato zonale e, quindi, comporta uno sgravio per il sistema elettrico), in altre ore può invece comportare un minor ricavo/maggior onere (e quindi un margine negativo) rispetto al prezzo zonale orario (sono le ore in cui lo sbilanciamento dell'unità di produzione è di segno uguale rispetto allo sbilanciamento aggregato zonale e, quindi, comporta un aggravio per il sistema elettrico).

L'applicazione di una simile disciplina comporta una corretta responsabilizzazione dell'utente del dispacciamento, rispetto allo stato attuale, nella predisposizione delle previsioni di immissione di energia elettrica. Naturalmente il produttore non è tenuto ad interfacciarsi direttamente con Terna per la gestione del contratto di dispacciamento in immissione: si potrebbe avvalere, allo scopo, di un *trader* o, nel caso di ritiro dedicato e scambio sul posto, del GSE.

In considerazione della differente prevedibilità che caratterizza le diverse categorie di impianti di produzione in relazione alle rispettive fonti primarie e fermo restando l'obiettivo di attribuire complessivamente agli impianti appartenenti a ciascuna categoria i costi di sbilanciamento che i medesimi impianti contribuiscono a generare, potranno essere valutate modalità di definizione dei corrispettivi di dispacciamento che comprendano:

- a) l'applicazione di corrispettivi di sbilanciamento alla differenza tra i programmi e le immissioni relative a ciascun punto di dispacciamento superiore ad una soglia predeterminata ed eventualmente differenziata per fonte primaria;
- b) l'applicazione di corrispettivi all'energia complessivamente immessa in rete a copertura della differenza tra i costi complessivi attribuibili all'insieme degli impianti appartenenti alla medesima categoria (determinati sulla base degli sbilanciamenti dei medesimi) e il gettito complessivo dei corrispettivi di cui alla lettera a).

Ferma restando l'esigenza di pervenire, il più rapidamente possibile, alla situazione a regime sopra prospettata, si ritiene altresì necessario prevedere un transitorio iniziale. In particolare, per l'anno 2012 si prevede l'applicazione di franchigie entro le quali gli sbilanciamenti continuino ad essere valorizzati al prezzo zonale orario, come già oggi avviene. Il periodo transitorio viene definito allo scopo di evitare cambiamenti troppo repentini nella gestione degli impianti di produzione e anche per consentire all'Autorità di effettuare analisi più puntuali, oltre che di coordinare tali interventi all'interno del quadro complessivo di revisione del MSD. Sulla base dei risultati delle predette analisi potrà essere definito il percorso completo (e le relative tempistiche) da adottare ai fini di pervenire alla piena parificazione delle unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili non programmabili con tutte le altre. Si rimanda, al riguardo, a successivi documenti per la consultazione da adottarsi nel corso del 2012.

In particolare, si ritiene opportuno prevedere che, nel caso di unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili non programmabili, a partire dall'1 maggio 2012 e fino al 31 dicembre 2012:

- a) con riferimento ai punti di dispacciamento per unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili non programmabili rilevanti, i prezzi di sbilanciamento previsti su base oraria per unità non abilitate, si applichino esclusivamente alla quota dello sbilanciamento che, nella medesima ora, eccede l'8% del programma vincolante modificato e corretto del punto di dispacciamento. Per la restante quota si applica il prezzo zonale orario. Si ritiene altresì opportuno continuare a prevedere, almeno per l'anno 2012, l'applicazione del premio per la corretta previsione già oggi vigente apportando una lieve modifica alla formula riportata nel paragrafo 2 al fine di renderla coerente con i presenti orientamenti. In particolare, si ritiene opportuno prevedere che nel caso in cui lo sbilanciamento effettivo di una unità di produzione rilevante alimentata da fonti rinnovabili non programmabili, nell'ora h, sia, in valore assoluto, inferiore al 15% del programma vincolante modificato e corretto del punto di dispacciamento, Terna provveda ad erogare al relativo utente del dispacciamento un corrispettivo per la corretta previsione (CCP) calcolato secondo la seguente formula:

$$CCP = premio * (0,15 * E_{prog} - |E_{imm} - E_{prog}|)$$

dove:

- *premio* è il corrispettivo unitario per la corretta programmazione, pari a 3 €/MWh;
 - E_{imm} è l'energia elettrica immessa in rete nell'ora h dall'unità di produzione;
 - E_{prog} è l'energia elettrica che nell'ora h l'unità di produzione avrebbe immesso se avesse rispettato il suo programma vincolante modificato e corretto di immissione.
- b) con riferimento ai punti di dispacciamento per unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili non programmabili non rilevanti, i prezzi di sbilanciamento previsti per unità non abilitate, si applichino esclusivamente alla quota dello sbilanciamento che eccede l'8% del programma cumulato vincolante modificato e corretto del punto di dispacciamento. Per la restante quota si applica il prezzo zonale orario. Inoltre, per evitare disparità di trattamento rispetto al caso di cui alla lettera a), si ritiene opportuno prevedere che nel caso in cui lo sbilanciamento effettivo cumulato, nell'ora h, sia, in valore assoluto, inferiore al 15% del programma cumulato vincolante modificato e corretto del punto di dispacciamento, Terna provveda ad erogare al relativo utente del dispacciamento un corrispettivo per la corretta previsione (CCP) calcolato secondo la medesima formula di cui alla lettera a). Sarà compito dell'utente del dispacciamento ripartire i prezzi di sbilanciamento oltre che l'eventuale premio tra tutti gli impianti di produzione afferenti a ciascun punto di dispacciamento. Infine, poiché le fonti rinnovabili non programmabili sono molto diverse tra loro in termini di prevedibilità delle immissioni, potrebbe essere opportuno prevedere che tali unità vengano aggregate, ai fini del dispacciamento, per fonte, distinguendo, ad esempio, tra fonte eolica,

geotermica, solare, idrica ad acqua fluente e altro (gas di scarica, gas residuati dei processi di depurazione, biogas).

Nel caso di ritiro dedicato, scambio sul posto e tariffa fissa onnicomprensiva, la regolazione sopra esposta trova applicazione nei confronti del GSE che, in tali casi, assume la qualifica di utente del dispacciamento in immissione. Per quanto riguarda il rapporto contrattuale tra il GSE e il produttore si rimanda al paragrafo 3.2.

S1. Quali ulteriori considerazioni potrebbero essere presentate tenendo conto delle finalità da raggiungere? Si ritiene opportuno prevedere che le unità di produzione non rilevanti alimentate da fonti rinnovabili non programmabili vengano aggregate per fonte, distinguendo, ad esempio tra fonte eolica, geotermica, solare, idrica ad acqua fluente e altro (gas di scarica, gas residuati dei processi di depurazione, biogas)?

3.2 *Gli orientamenti dell’Autorità per la modifica del rapporto contrattuale fra GSE e i produttori per cui il GSE assume il ruolo di utente del dispacciamento al fine di definire le modalità di attribuzione ai produttori degli oneri di sbilanciamento e dei corrispettivi per la corretta previsione*

Gli orientamenti presentati al paragrafo 3.1 trovano applicazione anche nei confronti del GSE, per tutti i casi in cui il GSE è utente del dispacciamento (cioè nel caso di impianti Cip 6, scambio sul posto, ritiro dedicato e tariffa fissa onnicomprensiva). La revisione della regolazione dei corrispettivi di sbilanciamento per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili e l’estensione del premio per la corretta previsione anche alle unità di produzione non rilevanti determina l’insorgere, in capo al GSE, di nuovi oneri e ricavi. Occorre quindi aggiornare le modalità con le quali il GSE provvede a trasferire i predetti oneri e ricavi ai produttori.

Di seguito si riportano gli orientamenti dell’Autorità distinguendo fra i diversi regimi amministrati gestiti dal GSE.

3.2.1 Tariffa fissa onnicomprensiva, scambio sul posto e Cip 6

Nel caso di scambio sul posto, di tariffa fissa onnicomprensiva o di impianti Cip 6, si ritiene opportuno che la “quota residua” dei corrispettivi di sbilanciamento (pari alla differenza tra i corrispettivi medesimi e il prezzo zonale orario, che quindi può risultare sia positiva che negativa)⁹ e gli eventuali corrispettivi per la corretta previsione (CCP) afferenti a ciascun punto di dispacciamento non siano allocati ai produttori. Ciò poiché:

- gli impianti ammessi allo scambio sul posto sono impianti di potenza fino a 200 kW peraltro ubicati presso i centri di consumo, la cui quantità di energia elettrica immessa è trascurabile (circa 2 TWh sulla base dei dati di preconsuntivo 2011)

⁹ Il concetto di “quota residua” dei corrispettivi di sbilanciamento viene introdotto nel presente paragrafo e nel prossimo paragrafo in relazione al ritiro dedicato, perché l’energia elettrica ritirata dal GSE viene remunerata, a prezzi diversi in base alla disciplina applicata, sulla base della quantità di energia elettrica effettivamente immessa in rete e non sulla base dei programmi di immissione. Tale “quota residua”, se non è attribuita esplicitamente al produttore, viene quindi posta dal GSE a valere sulla componente A3.

rispetto alle immissioni complessive da impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili. Inoltre, viste le ridotte dimensioni di tali impianti risulterebbe inefficace e inefficiente promuovere la corretta previsione da parte dell'utente dello scambio: appare invece preferibile promuovere una previsione centralizzata per tali impianti;

- la tariffa fissa è, per definizione, onnicomprensiva. Peraltro, già oggi, i corrispettivi di sbilanciamento applicati agli impianti alimentati da fonti rinnovabili programmabili non sono allocati ai produttori. Attualmente, sulla base dei dati di preconsuntivo 2011, l'energia elettrica ritirata dal GSE nell'ambito della tariffa fissa onnicomprensiva è circa pari a 2,3 TWh;
- il prezzo di ritiro dell'energia Cip 6 è onnicomprensivo. Peraltro, già oggi, i corrispettivi di sbilanciamento applicati agli impianti alimentati da fonti rinnovabili programmabili non sono allocati ai produttori. Attualmente, sulla base dei dati di preconsuntivo 2011, l'energia elettrica ritirata dal GSE nell'ambito del Cip 6 e prodotta da fonti rinnovabili è circa pari a 4,8 TWh.

In tutti questi casi, quindi, il programma, cumulato per zona di mercato nel caso di unità di produzione non rilevanti, delle immissioni di energia elettrica continuerebbe ad essere predisposto dal GSE, come già oggi avviene.

Inoltre, si ritiene opportuno prevedere l'introduzione di strumenti finalizzati ad aumentare il livello di efficienza del GSE nell'attività di programmazione. Ad esempio, una parte dei costi/ricavi derivanti dall'applicazione dei corrispettivi di sbilanciamento e di corretta previsione potrebbe essere lasciata in capo al GSE, anziché essere posta in capo alla componente A3. In alternativa, è possibile valutare l'affidamento dell'attività di programmazione a soggetti terzi opportunamente incentivati. Una regolazione di questo tipo, qualora attuata, troverebbe applicazione per tutti gli impianti in regime di tariffa fissa onnicomprensiva, scambio sul posto e Cip 6, indipendentemente dalla loro fonte di alimentazione.

3.2.2 Ritiro dedicato

Modalità di attribuzione ai produttori della "quota residua" dei corrispettivi di sbilanciamento

Nel caso di ritiro dedicato, possono essere diverse le modalità di attribuzione dei corrispettivi di sbilanciamento ai produttori che hanno sottoscritto con il GSE le convenzioni per il ritiro dell'energia elettrica prodotta e immessa in rete:

- 1) la prima ipotesi consiste nell'estensione a tutte le unità di produzione non programmabili del sistema di attribuzione ai produttori della quota residua già previsto per le unità di produzione alimentate da fonti programmabili (per maggiori dettagli si veda l'Appendice A al presente provvedimento). In particolare:
 - nel caso di unità di produzione rilevanti (unità di produzione di potenza superiore a 10 MVA e che, in quanto tali, non condividono il punto di dispacciamento con altre unità di produzione), la "quota residua" sia direttamente attribuita dal GSE al produttore sulla base del suo effettivo sbilanciamento, senza ulteriori elaborazioni.. La previsione di immissione viene elaborata dal produttore e utilizzata dal GSE ai fini del dispacciamento;

- nel caso di unità di produzione non rilevanti (unità di produzione il cui punto di dispacciamento è condiviso fra più impianti di potenza fino a 10 MVA), si estenda anche alle unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili non programmabili il meccanismo di attribuzione ai produttori della “quota residua” dei corrispettivi di sbilanciamento attualmente previsto per le unità di produzione programmabili. Le previsioni di immissione vengono predisposte dal produttore nel caso di impianti di potenza superiore a 1 MW ¹⁰ e rielaborate, su base aggregata dal GSE ai fini del dispacciamento: il GSE avrebbe quindi un ruolo attivo nella definizione delle previsioni aggregate di immissione;
- 2) la seconda ipotesi consiste nella previsione che:
- nel caso di unità di produzione rilevanti, la “quota residua” sia direttamente attribuita dal GSE al produttore, senza ulteriori elaborazioni, come nella prima ipotesi. La previsione di immissione viene elaborata dal produttore e utilizzata dal GSE ai fini del dispacciamento;
 - nel caso di unità di produzione non rilevanti, il GSE ripartisca, per ciascun punto di dispacciamento, la “quota residua” dei corrispettivi di sbilanciamento ai soli impianti per i quali, in una data ora, il segno dello sbilanciamento è concorde con il segno dello sbilanciamento attribuito al punto di dispacciamento di cui fanno parte (per maggiori dettagli si veda l’Appendice B al presente provvedimento). Le previsioni di immissione vengono predisposte dai produttori nel caso di impianti di potenza superiore a 1 MW e rielaborate, su base aggregata dal GSE ai fini del dispacciamento: il GSE avrebbe quindi un ruolo attivo nella definizione delle previsioni aggregate di immissione.
- Tale ipotesi verrebbe applicata a tutte le unità di produzione siano esse programmabili o non programmabili (per maggiori dettagli si veda l’Appendice B al presente provvedimento);
- 3) la terza ipotesi consiste nel conferire al GSE piena autonomia nel disciplinare le modalità di trasferimento della “quota residua” dei corrispettivi di sbilanciamento ai produttori aderenti al regime di ritiro dedicato, ferma restando l’impossibilità, per il GSE medesimo, di avvalersi della componente tariffaria A3 a tale fine. Tale previsione permetterebbe al GSE di tenere conto delle peculiarità dei singoli impianti. Una regolazione di questo tipo, qualora attuata, troverebbe applicazione per tutti gli impianti in regime di ritiro dedicato, indipendentemente dalla loro fonte di alimentazione; inoltre, tale regolazione potrebbe richiedere una revisione contestuale degli attuali meccanismi di copertura dei costi amministrativi sostenuti dal GSE per la gestione del ritiro dedicato, lasciando che il relativo corrispettivo, oggi quantificato dall’Autorità, sia definito in autonomia dal GSE, al fine di allineare i segnali di prezzo in capo al GSE a quelli che normalmente ha un operatore di mercato.

Si ritiene che, nel caso di ritiro dedicato, non sia necessario introdurre strumenti finalizzati ad aumentare il livello di efficienza del GSE nell’attività di programmazione e di previsione delle immissioni di energia elettrica. Ciò poiché il ritiro dedicato è un regime non incentivante e alternativo al mercato.

¹⁰ Attualmente, nel ritiro dedicato, si prevede che il produttore, nel caso di impianti programmabili di potenza fino a 1 MW abbia la facoltà (e non l’obbligo) di trasmettere al GSE il programma di immissione.

Modalità di attribuzione ai produttori del corrispettivo per la corretta previsione (CCP)

In relazione all'attribuzione ai produttori del corrispettivo per la corretta previsione potrebbero essere avanzate diverse ipotesi.

Nel caso di unità di produzione rilevanti, si ritiene opportuno confermare le modalità di traslazione del predetto corrispettivo attualmente vigenti. Pertanto l'eventuale CCP viene pagato da Terna al GSE e da questi fatturato interamente al produttore avente diritto; il programma di immissione viene redatto dal produttore e comunicato al GSE che senza operare alcuna modifica provvede alla mera trasmissione a Terna.

Nel caso di unità di produzione non rilevanti, invece, si ritiene opportuno prevedere diverse ipotesi:

- 1) una prima ipotesi consiste nel prevedere che il CCP resti in capo al GSE e sia utilizzato, in tutto o in parte, per ridurre la componente tariffaria A3. Ciò perché, come già detto, il GSE ha un ruolo attivo nella definizione delle previsioni aggregate di immissione;
- 2) una seconda ipotesi consiste nel prevedere che il CCP, qualora non nullo, venga trasferito, in tutto o in parte, ai soli impianti di produzione per i quali lo sbilanciamento cumulato mensile ($SBIM = \sum |E_{imm} - E_{prog}|$) sia inferiore al 15% dell'energia elettrica programmata in immissione nel mese. In tal caso, il GSE dovrebbe calcolare, su base mensile, il rapporto fra il CCP mensilmente erogato da Terna al GSE e la sommatoria degli sbilanciamenti mensili cumulati degli impianti di produzione che hanno diritto al corrispettivo medesimo (come sopra evidenziati); quindi il GSE dovrebbe attribuire, a ciascuno dei predetti produttori, un corrispettivo pari al prodotto tra il rapporto sopra definito e lo sbilanciamento mensile cumulato di ciascun impianto di produzione;
- 3) una terza ipotesi consiste nel lasciare al GSE piena autonomia ai fini della definizione delle modalità di trasferimento del corrispettivo per la corretta previsione ai produttori aderenti al regime di ritiro dedicato.

3.2.3 Il ruolo del GSE in materia di programmazione e di previsione delle immissioni di energia elettrica

Come già evidenziato nel paragrafo 2.1, il GSE attualmente svolge:

1. un ruolo attivo nella previsione delle immissioni in rete di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili non programmabili. In particolare:
 - a. il GSE effettua la previsione delle immissioni zonali attribuibili agli impianti di generazione distribuita alimentati da fonti rinnovabili non programmabili e la rende disponibile a Terna affinché ne tenga conto ai fini della verifica di adeguatezza del SE;
 - b. il GSE redige i programmi di immissione relativi ai punti di dispacciamento nella sua titolarità e corrispondenti ad unità di produzione non rilevanti, siano esse programmabili o non programmabili;
 - c. il GSE redige i programmi di immissione relativi ai punti di dispacciamento nella sua titolarità e corrispondenti ad alcune unità di produzione rilevanti in regime Cip 6/92;
 - d. il GSE effettua *ex post*, per le unità di produzione eolica oggetto di ordini di dispacciamento da parte di Terna, una stima dell'energia elettrica che tali unità avrebbero immesso in rete in assenza di un ordine di dispacciamento in

modulazione da parte di Terna. Tale stima è funzionale al calcolo della mancata produzione eolica di cui alla deliberazione ARG/elt 5/10;

2. un ruolo passivo nella previsione delle immissioni in rete di energia elettrica prodotta da ciascuna unità di produzione rilevante alimentata da fonti rinnovabili non programmabili in regime di ritiro dedicato. In tali casi il GSE si limita esclusivamente a comunicare a Terna il programma di immissione ricevuto dal produttore.

Si deduce, quindi, che il GSE già svolge un'attività di previsione della produzione da fonti rinnovabili non programmabili, seppur limitata ad alcune fattispecie di unità di produzione e che i costi sostenuti dal GSE sono attualmente remunerati dalla collettività, tramite la componente tariffaria A3.

Al fine di valorizzare le competenze acquisite dal GSE in tale ambito, si ritiene opportuno che tale attività possa essere svolta come servizio su richiesta dei produttori e a pagamento anche per le unità di produzione rilevanti in regime di ritiro dedicato e per tutte le unità di produzione per le quali il GSE non è utente del dispacciamento, nonché per la redazione dei programmi di immissione dei singoli impianti non rilevanti che accedono al ritiro dedicato¹¹. A tal fine è necessario stabilire un apposito corrispettivo per l'erogazione del predetto servizio, definita dall'Autorità tenendo conto delle condizioni di mercato, che consenta di recuperare parte dei costi già sostenuti sgravando la componente tariffaria A3. Al fine di quantificare il corrispettivo per il servizio di previsione, si richiede di trasmettere, nell'ambito della presente consultazione, ogni elemento ritenuto utile. In alternativa, l'Autorità potrebbe limitarsi a definire i criteri sulla base dei quali il GSE definisce i corrispettivi per l'erogazione del servizio di previsione delle immissioni di energia elettrica. Ciò consentirebbe un adeguamento più rapido del corrispettivo sulla base delle condizioni di mercato.

Naturalmente, per la corretta erogazione del predetto servizio, è necessario prevedere, per il GSE, una separazione contabile fra le attività che trovano totale copertura nella componente A3 della tariffa elettrica e i servizi per gli operatori.

- S2. *Quali opzioni, tra quelle presentate, si ritengono più funzionali ai fini del raggiungimento degli obiettivi esposti nel paragrafo 3.1?*
- S3. *Si ritiene opportuno prevedere che, nell'ambito del ritiro dedicato, il GSE abbia la facoltà di attribuire la "quota residua" dei corrispettivi di sbilanciamento e gli eventuali premi secondo modalità definite dal medesimo, comunque senza ricorrere in alcun modo alla componente tariffaria A3? Perché?*
- S4. *Si ritiene necessario promuovere, con un meccanismo di premi/penalità, l'operato del GSE ai fini della corretta previsione delle immissioni di energia elettrica ritirata nell'ambito dello scambio sul posto, della tariffa fissa onnicomprensiva e del Cip 6?*
- S5. *Si ritiene opportuno prevedere che il GSE possa continuare ad utilizzare gli strumenti già implementati a fini previsionali effettuando il servizio a pagamento,*

¹¹ Per tali impianti il produttore comunica al GSE un programma di immissione e, rispetto a tale programma, il GSE calcola gli sbilanciamenti effettivi attribuibili all'impianto. Tale calcolo è funzionale alla ripartizione, sui singoli impianti non rilevanti, della "quota residua" dei corrispettivi di sbilanciamento e del CCP.

sulla base di una apposita tariffa, definita dall'Autorità tenendo conto delle condizioni di mercato? Come potrebbe essere quantificata la predetta tariffa? Si richiede, allo scopo, di trasmettere elementi utili affinché si possa addivenire ad un valore di mercato che non ostacoli la concorrenza tra il GSE e altri operatori che volessero fornire il medesimo servizio. Si ritiene invece preferibile che l'Autorità si limiti a definire i criteri sulla base dei quali il GSE definisce i corrispettivi per l'erogazione del servizio? Perché?

Appendice A

Orientamenti per la modifica delle condizioni per l'erogazione del ritiro dedicato qualora venisse applicata l'ipotesi di attribuzione ai produttori dei corrispettivi di sbilanciamento di cui al punto 1) del paragrafo 3.2.2

La presente appendice riporta le modifiche da apportare all'Allegato A alla deliberazione n. 280/07, in sostituzione dell'attuale articolo 8, nel caso in cui, per il regime di ritiro dedicato, i corrispettivi di sbilanciamento venissero attribuiti ai produttori secondo le modalità di cui al punto 1) del paragrafo 3.2.2 del presente documento di consultazione.

Articolo 8

Determinazione dei corrispettivi di sbilanciamento relativi alle unità di produzione rilevanti

8.1 Il GSE, entro il giorno venti del secondo mese successivo a quello di competenza, calcola:

- a) per ciascun periodo rilevante del mese di competenza e per ciascun punto di dispacciamento comprendente unità rilevanti, la quota residua dei corrispettivi orari di sbilanciamento attribuiti da Terna al GSE (OS_h). Detti corrispettivi, espressi in €, sono pari alla somma algebrica tra il corrispettivo di sbilanciamento effettivo attribuito da Terna ai sensi dell'articolo 40, comma 40.1, della deliberazione n. 111/06 ed il prodotto tra lo sbilanciamento effettivo e il prezzo di cui all'articolo 30, comma 30.4, lettera b), dell'Allegato A alla deliberazione n. 111/06;

$$OS_h = (C^{sbil}_h - P^Z_h \cdot Sbil_h) \text{ [€]}$$

dove:

- OS_h = quota residua del corrispettivo orario di sbilanciamento attribuito da Terna al GSE in relazione ad un determinato punto di dispacciamento;
- C^{sbil}_h = corrispettivo di sbilanciamento attribuito ad un determinato punto di dispacciamento da Terna nell'ora h , ai sensi dell'articolo 40, comma 40.1, della deliberazione n. 111/06;
- P^Z_h = prezzo di vendita dell'energia elettrica nella zona in cui ricade il punto di dispacciamento per l'ora h ;
- $Sbil_h$ = sbilanciamento effettivo del punto di dispacciamento nell'ora h ai sensi dell'articolo 39 dell'Allegato A alla deliberazione n. 111/06;

- b) per il mese di competenza e per ciascun punto di dispacciamento comprendente unità rilevanti, il corrispettivo mensile attribuibile alla corrispondente unità di produzione rilevante, pari alla somma dei corrispettivi di cui alla lettera a);

$$OS_m = \sum_{h=1}^n OS_h \text{ [€]}$$

dove:

- OS_m = onere di sbilanciamento mensile attribuito da Terna al GSE.

Articolo 8bis

Determinazione dei corrispettivi di sbilanciamento relativi alle unità di produzione non rilevanti

8bis.1. Il GSE determina, con cadenza mensile, lo sbilanciamento imputabile a ciascuna unità di produzione non rilevante (*SBIM*) per cui sono disponibili i programmi orari di immissione ai sensi del comma 5.1, lettera b), o del comma 5.2. Tale sbilanciamento imputabile è calcolato come somma dei valori assoluti delle differenze tra l'energia elettrica immessa e il programma di immissione di ciascuna ora del mese di competenza. Nei casi di cui al comma 5.1, lettera b), in assenza del programma di immissione, il GSE assume programmi di immissione pari a zero.

$$SBIM_i = \sum_{h=1}^n |I_h - P_h| \text{ [MWh]}$$

dove:

- $SBIM_i$ = sbilanciamento imputabile all'unità di produzione *i*-esima per la quale il produttore è tenuto a (o ha scelto di) trasmettere il programma di immissione;
- I_h = energia elettrica immessa nell'ora *h* del mese di competenza dall'unità di produzione;
- P_h = programma di immissione dell'unità di produzione per l'ora *h* del mese di competenza;
- n = numero delle ore del mese di competenza.

8bis.2. Entro il giorno venti (20) del secondo mese successivo a quello di competenza il GSE calcola:

- a) per ciascun periodo rilevante del mese di competenza e per ciascun punto di dispacciamento comprendente unità di produzione non rilevanti, la quota residua dei corrispettivi orari di sbilanciamento attribuiti da Terna al GSE (OS_h). Detti corrispettivi, espressi in €, sono pari alla somma algebrica tra il corrispettivo di sbilanciamento effettivo attribuito da Terna ai sensi dell'articolo 40, comma 40.3, della deliberazione n. 111/06 ed il prodotto tra lo sbilanciamento effettivo e il prezzo di cui all'articolo 30, comma 30.4, lettera b), dell'Allegato A alla deliberazione n. 111/06;

$$OS_h = C^{sbil}_h - P^Z_h \cdot Sbil_h \text{ [€]}$$

dove:

- OS_h = onere di sbilanciamento orario attribuito da Terna al GSE;
- C^{sbil}_h = corrispettivo di sbilanciamento attribuito al punto di dispacciamento da Terna nell'ora *h*, ai sensi dell'articolo 40, comma 40.3, della deliberazione n. 111/06;
- P^Z_h = prezzo di vendita dell'energia elettrica nella zona in cui ricade il punto di dispacciamento per l'ora *h*;
- $Sbil_h$ = sbilanciamento effettivo del punto di dispacciamento nell'ora *h* ai sensi dell'articolo 39 dell'Allegato A alla deliberazione n. 111/06;

- b) per il mese di competenza e per ciascun punto di dispacciamento comprendente unità di produzione non rilevanti, il corrispettivo mensile attribuibile alle unità di produzione non rilevanti (OS_m), pari alla somma dei corrispettivi di cui alla lettera a);

$$OS_m = \sum_{h=1}^n OS_h \text{ [€]}$$

dove:

- OS_m = quota residua del corrispettivo mensile di sbilanciamento attribuito da Terna al GSE.

- c) per il mese di competenza e per ciascun punto di dispacciamento comprendente unità di produzione non rilevanti, il corrispettivo unitario di sbilanciamento medio mensile (CSM_m), espresso in €/MWh, pari al rapporto tra il corrispettivo di cui alla lettera b) e l'energia elettrica complessivamente immessa dalle unità di produzione non rilevanti che si avvalgono del ritiro dedicato e che appartengono al medesimo punto di dispacciamento;

$$CSM_m = \frac{OS_m}{I_{m,tot}} \text{ [€/MWh]}$$

dove:

- CSM_m = corrispettivo unitario di sbilanciamento medio mensile nel mese e per il punto di dispacciamento di competenza;
- $I_{m,tot}$ = energia elettrica immessa dalle unità di produzione non rilevanti che si avvalgono del presente provvedimento e che appartengono al punto di dispacciamento.

- d) per ciascuna unità di produzione non rilevante di potenza attiva nominale fino a 1 MW per la quale i produttori non hanno trasmesso al GSE il programma di immissione, i corrispettivi di sbilanciamento imputabili ($CSBnoprogram_m$), espressi in €, pari al prodotto tra il corrispettivo unitario di sbilanciamento medio mensile di cui alla lettera c) e la quantità di energia elettrica immessa;

$$CSBnoprogram_m = CSM_m \cdot I_m \text{ [€]}$$

dove:

- $CSBnoprogram_m$ = corrispettivo di sbilanciamento imputabile all'unità di produzione non rilevante di potenza attiva nominale fino a 1 MW, per il quale il produttore non ha trasmesso il programma di immissione nel mese di competenza;
- I_m = energia elettrica immessa dall'unità nel mese di competenza.

- e) per il mese di competenza e per ciascun punto di dispacciamento comprendente unità di produzione non rilevanti, la differenza ($OSres_m$), espressa in €, tra i corrispettivi attribuibili alle unità di produzione non rilevanti di cui alla lettera b) e la somma dei corrispettivi di sbilanciamento imputabili di cui alla lettera d) relativi alle unità di produzione che appartengono al medesimo punto di dispacciamento;

$$OSres_m = OS_m - \sum_{i=1}^k CSBnoprogram_{m,i} \text{ [€]}$$

dove:

- $OSres_m$ = onere di sbilanciamento residuo, relativo al mese e al punto di dispacciamento di competenza;
- $CSBnoprogram_{m,i}$ = corrispettivo di sbilanciamento imputabile all'unità di produzione i -esima per la quale per il quale il produttore non ha trasmesso il programma di immissione nel mese di competenza.

- f) per ciascuna unità di produzione non rilevanti per cui sono disponibili i programmi orari di immissione ai sensi del comma 5.2, i corrispettivi di sbilanciamento imputabili ($CSBprog_m$), espressi in €, pari al prodotto tra lo sbilanciamento mensile imputabile, di cui al comma 8bis.1, ed il rapporto tra i corrispettivi di cui alla lettera e) e la somma degli sbilanciamenti mensili imputabili alle unità di produzione non rilevanti per cui sono disponibili i programmi orari di immissione ai sensi del comma 5.2, che appartengono al medesimo punto di dispacciamento.

$$CSBprog_{m,i} = OSres_m \cdot \frac{SBIM_i}{\sum_{i=1}^k SBIM_i} \text{ [€]}$$

dove:

- $CSBprog_{m,i}$ = corrispettivo di sbilanciamento imputabile alle unità di produzione non rilevanti per le quali il produttore ha scelto di trasmettere il programma di immissione nel mese di competenza.

Appendice B

Orientamenti per la modifica delle condizioni per l'erogazione del ritiro dedicato qualora venisse applicata l'ipotesi di attribuzione ai produttori dei corrispettivi di sbilanciamento di cui al punto 2) del paragrafo 3.2.2

La presente appendice riporta le modifiche da apportare all'Allegato A alla deliberazione n. 280/07, in sostituzione dell'attuale articolo 8, nel caso in cui, per il regime di ritiro dedicato, i corrispettivi di sbilanciamento venissero attribuiti ai produttori secondo le modalità di cui al punto 2) del paragrafo 3.2.2 del presente documento di consultazione.

Articolo 8

Determinazione dei corrispettivi di sbilanciamento relativi alle unità di produzione rilevanti

8.1 Il GSE, entro il giorno venti del secondo mese successivo a quello di competenza, calcola:

- a) per ciascun periodo rilevante del mese di competenza e per ciascun punto di dispacciamento comprendente unità rilevanti, la quota residua dei corrispettivi orari di sbilanciamento attribuiti da Terna al GSE (OS_h). Detti corrispettivi, espressi in €, sono pari alla somma algebrica tra il corrispettivo di sbilanciamento effettivo attribuito da Terna ai sensi dell'articolo 40, comma 40.1, della deliberazione n. 111/06 ed il prodotto tra lo sbilanciamento effettivo e il prezzo di cui all'articolo 30, comma 30.4, lettera b), dell'Allegato A alla deliberazione n. 111/06;

$$OS_h = (C^{sbil}_h - P^Z_h \cdot Sbil_h) \text{ [€]}$$

dove:

- OS_h = quota residua del corrispettivo orario di sbilanciamento attribuito da Terna al GSE in relazione ad un determinato punto di dispacciamento;
 - C^{sbil}_h = corrispettivo di sbilanciamento attribuito ad un determinato punto di dispacciamento da Terna nell'ora h , ai sensi dell'articolo 40, comma 40.1, della deliberazione n. 111/06;
 - P^Z_h = prezzo di vendita dell'energia elettrica nella zona in cui ricade il punto di dispacciamento per l'ora h ;
 - $Sbil_h$ = sbilanciamento effettivo del punto di dispacciamento nell'ora h ai sensi dell'articolo 39 dell'Allegato A alla deliberazione n. 111/06;
- b) per il mese di competenza e per ciascun punto di dispacciamento comprendente unità rilevanti, il corrispettivo mensile attribuibile alla corrispondente unità di produzione rilevante, pari alla somma dei corrispettivi di cui alla lettera a);

$$OS_m = \sum_{h=1}^n OS_h \text{ [€]}$$

dove:

- OS_m = onere di sbilanciamento mensile attribuito da Terna al GSE.

Articolo 8bis

Determinazione dei corrispettivi di sbilanciamento relativi alle unità di produzione non rilevanti

8bis.1 Entro il giorno venti (20) del secondo mese successivo a quello di competenza il GSE:

- a) calcola, per ciascun periodo rilevante del mese di competenza e per ciascun punto di dispacciamento comprendente impianti di potenza fino a 10 MVA, lo sbilanciamento orario di ciascun impianto afferente al medesimo punto di dispacciamento;

$$SBILP_{i,h} = I_h - P_h \text{ [MWh]}$$

dove:

- $SBILP_{i,h}$ = sbilanciamento puntuale dell'impianto i -esimo e relativo all'ora h del mese di competenza;
- I_h = energia elettrica immessa nell'ora h del mese di competenza dall'impianto i -esimo;
- P_h = programma di immissione dell'impianto i -esimo per l'ora h del mese di competenza;

- b) individua, per ciascun periodo rilevante del mese di competenza e per ciascun punto di dispacciamento comprendente impianti di potenza fino a 10 MVA, gli impianti il cui sbilanciamento orario è di segno concorde con il segno dello sbilanciamento relativo al punto di dispacciamento a cui afferiscono;
- c) calcola, per ciascun periodo rilevante del mese di competenza e per ciascun punto di dispacciamento comprendente impianti di potenza fino a 10 MVA, lo sbilanciamento complessivo degli impianti di cui alla lettera b);

$$SBILC_h = \sum_{m=1}^n SBILP_{m,h} \text{ [MWh]}$$

dove:

- $SBILP_{m,h}$ = sbilanciamento puntuale relativo all'ora h del mese di competenza dell'impianto m -esimo che nella predetta ora ricade fra gli impianti di cui alla lettera b);

- d) calcola, per ciascun periodo rilevante del mese di competenza e per ciascun punto di dispacciamento comprendente impianti di potenza fino a 10 MVA, la quota residua dei corrispettivi orari di sbilanciamento attribuiti da Terna al GSE (OS_h). Detti corrispettivi, espressi in €, sono pari alla somma algebrica tra il corrispettivo di sbilanciamento effettivo attribuito da Terna ai sensi dell'articolo 40, comma 40.3, della deliberazione n. 111/06 ed il prodotto tra lo sbilanciamento effettivo e il prezzo di cui all'articolo 30, comma 30.4, lettera b), dell'Allegato A alla deliberazione n. 111/06;

$$OS_h = C^{sbil}_h - P^Z_h \cdot Sbil_h \text{ [€]}$$

dove:

- OS_h = onere di sbilanciamento orario attribuito da Terna al GSE;

- C_h^{sbil} = corrispettivo di sbilanciamento attribuito al punto di dispacciamento da Terna nell'ora h , ai sensi dell'articolo 40, comma 40.3, della deliberazione n. 111/06;
 - P_h^Z = prezzo di vendita dell'energia elettrica nella zona in cui ricade il punto di dispacciamento per l'ora h ;
 - $Sbil_h$ = sbilanciamento effettivo del punto di dispacciamento nell'ora h ai sensi dell'articolo 39 dell'Allegato A alla deliberazione n. 111/06;
- e) calcola, per ciascun periodo rilevante del mese di competenza e per ciascun punto di dispacciamento comprendente impianti di potenza fino a 10 MVA, la quota residua dei corrispettivi orari di sbilanciamento da attribuire a ciascun impianto che in ciascun periodo rilevante ricade fra gli impianti di cui alla lettera b) ($OSI_{m,h}$), pari a:

$$OSI_{m,h} = OS_h \cdot \frac{SBILP_{m,h}}{SBILC_h} [\text{€}]$$