

**DOCUMENTO PER LA CONSULTAZIONE**  
**508/2012/R/EEL**

**MERCATO DELL'ENERGIA ELETTRICA**  
**REVISIONE DELLE REGOLE PER IL DISPACCIAMENTO**  
**- ORIENTAMENTI -**

*Documento per la consultazione*  
*Mercato di incidenza: energia elettrica*  
*29 novembre 2012*

## **Premessa**

*Il presente documento per la consultazione, predisposto dalla Direzione Mercati dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) è parte integrante di una serie di documenti di consultazione che si succederanno a breve distanza l'uno dall'altro aventi ad oggetto la prosecuzione della revisione della vigente disciplina del dispacciamento avviata con la deliberazione ARG/elt 160/11. Tali documenti di consultazione verteranno sulle seguenti tematiche: a) la selezione e remunerazione dei servizi di flessibilità; b) i criteri di distribuzione del gettito del capacity payment transitorio; c) la regolazione economica degli sbilanciamenti. Di tale processo può considerarsi parte integrante anche il provvedimento con il quale l'Autorità esaminerà, per l'approvazione, le modifiche e integrazioni al Codice di Rete proposte da Terna nell'ultima consultazione essendovene più d'una che anticipa il tema della remunerazione dei servizi di flessibilità.*

*Il presente documento di consultazione è suddiviso in due sezioni.*

*La prima sezione ha ad oggetto la definizione delle modalità per la selezione e la remunerazione dei servizi di flessibilità assicurati dagli impianti di produzione abilitati di cui all'art. 34, comma 7-bis, del decreto legge 22 giugno 2012, n. 83 (di seguito: DL 83/2012). Il suddetto intervento regolatorio si inserisce nel più ampio processo di adeguamento delle regole del dispacciamento, avviato con la finalità di assicurare la gestione in sicurezza del sistema elettrico anche in presenza di un'elevata penetrazione delle fonti di produzione rinnovabili non programmabili.*

*La seconda sezione introduce una riflessione sulla revisione delle modalità di erogazione, misurazione e valorizzazione di un servizio di rete obbligatorio: la regolazione primaria di frequenza. Tale servizio riveste, infatti, un ruolo cruciale nel preservare la sicurezza di un sistema elettrico caratterizzato da una crescente penetrazione di fonti di produzione rinnovabili non programmabili.*

*Il presente documento viene emanato per offrire l'opportunità, a tutti i soggetti interessati, di formulare osservazioni e proposte in merito agli argomenti trattati. Il presente documento è altresì, per il settore elettrico, il primo dell'iniziativa sperimentale di "Notice & Comment: Iniziativa Sperimentale" (NCIS), annunciata nella Relazione annuale di giugno a Governo e Parlamento, con l'obiettivo di ampliare, estendere e coinvolgere anche i piccoli consumatori nella decisioni dell'Autorità e, in particolare, ai provvedimenti di più diretto interesse.*

*I soggetti interessati sono invitati a far pervenire all'Autorità osservazioni e suggerimenti entro e non oltre il 7 gennaio 2013. Al fine di agevolare la pubblicazione dei contenuti dei documenti pervenuti in risposta alla presente consultazione si chiede di inviare, ove possibile, tali documenti in formato elettronico.*

*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, osservazioni e proposte 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 mercati elettrici all'ingrosso**  
Piazza Cavour 5 – 20121 Milano  
tel. 02.655.65.284/290 fax 02.655.65.265  
e-mail: [mercati@autorita.energia.it](mailto:mercati@autorita.energia.it)  
sito internet: [www.autorita.energia.it](http://www.autorita.energia.it)

## INDICE

<b>1. MODALITÀ PER LA SELEZIONE E LA REMUNERAZIONE DEI SERVIZI DI FLESSIBILITÀ DI CUI ALL'ART. 34, COMMA 7-BIS, DEL DL 83/2012.....</b>	<b>4</b>
Elementi di contesto e quadro regolatorio .....	4
L'impatto delle fonti rinnovabili non programmabili sull'architettura e sul funzionamento del MSD .....	6
L'evoluzione dell'architettura del MSD dal 2009 al 2012 .....	7
Proposta di revisione dell'architettura del MSD in ottemperanza al DL 83/2012.....	9
<b>2. IL TRATTAMENTO ECONOMICO DELL'ENERGIA EROGATA DALLE UNITÀ DI PRODUZIONE PER LA REGOLAZIONE PRIMARIA DI FREQUENZA .....</b>	<b>13</b>
Premessa.....	13
La riserva primaria di potenza per la regolazione di frequenza.....	13
Proposta di Terna per il trattamento economico dell'energia erogata dalle unità di produzione per la regolazione primaria di frequenza.....	14
Proposta dell'Autorità per il trattamento economico dell'energia erogata dalle unità di produzione per la regolazione primaria di frequenza.....	15
Eventuale introduzione di un meccanismo di mercato per la valorizzazione della riserva primaria .....	17

**1. Modalità per la selezione e la remunerazione dei servizi di flessibilità di cui all'art. 34, comma 7-bis, del DL 83/2012**

*Elementi di contesto e quadro regolatorio*

1.1 L'art. 34, comma 7-bis, del DL 83/2012, convertito dalla Legge 7 agosto 2012, n. 134, prevede quanto segue:

*“Al fine di garantire una maggiore efficienza delle infrastrutture energetiche nazionali e di contenere gli oneri indiretti dovuti alla crescita delle fonti rinnovabili non programmabili, l’Autorità, entro novanta giorni dalla data di entrata in vigore della legge di conversione del presente decreto, definisce le modalità per la selezione, previa analisi dei fabbisogni del sistema elettrico effettuata su base territoriale dal gestore della rete, e per la remunerazione dei servizi di flessibilità assicurati dagli impianti di produzione abilitati, in base alle diverse offerte formulate dagli impianti stessi, senza maggiori oneri per prezzi e tariffe dell’energia elettrica.”*

1.2 L'intervento legislativo sopra citato si inserisce nell'ambito di un processo più ampio. L'obiettivo di tale processo è adeguare l'attuale disegno di mercato alle nuove esigenze di gestione in sicurezza e in efficienza di un sistema caratterizzato dalla necessità di integrare rapidamente un'elevata e crescente quota di energia elettrica da impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili.

1.3 Negli ultimi anni, infatti, 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 programmabili, principalmente fotovoltaici ed eolici.<sup>1</sup>

1.4 Nella segnalazione del 6 ottobre 2011 (PAS 21/11), l'Autorità ha, tra le altre cose, evidenziato i principali effetti della generazione da impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili sulla gestione in sicurezza del sistema elettrico nazionale.<sup>2</sup> Di seguito sono riportati alcuni di questi effetti:

- a) l'aleatorietà di tali fonti comporta un incremento dell'errore di previsione del carico residuo da bilanciare in tempo reale e, quindi, un incremento dei fabbisogni di regolazione di frequenza e potenza sia in aumento (riserva a salire) che in diminuzione (riserva a scendere);
- b) la maggiore produzione rinnovabile, riducendo la porzione di carico soddisfatta da unità di produzione termoelettriche con capacità di regolazione, rende, a parità di altri fattori, tecnicamente più complessa ed economicamente più onerosa la costituzione dei margini di riserva necessari a garantire il bilanciamento in tempo reale del sistema elettrico (taluni servizi di riserva possono, infatti, essere resi esclusivamente da impianti che stanno producendo energia);
- c) in relazione agli impianti fotovoltaici, essendo la produzione interamente concentrata nelle ore diurne, l'aumento di tale produzione accentua progressivamente la distanza tra il minimo carico residuo<sup>3</sup> diurno e il massimo carico residuo serale. Tale distanza

---

<sup>1</sup> Circa 35 GW di capacità di generazione rinnovabile non programmabile nel 2012 (di cui circa 26 GW di capacità di generazione fotovoltaica ed eolica) pari a oltre il 50% del carico alla punta di sistema.

<sup>2</sup> Per una trattazione approfondita delle criticità legate alla crescente penetrazione delle fonti rinnovabili si rimanda alla Segnalazione dell'Autorità al MSE del 6 ottobre 2011 (PAS 21/11).

<sup>3</sup> Per carico residuo s'intende il carico al netto della generazione da fonte rinnovabile non programmabile e della generazione incentivata (es. CIP6).

è raccordata da una rampa di presa di carico “serale” che in un numero crescente di giorni<sup>4</sup> dell’anno è più ripida della rampa di presa di carico “mattutina”. Al fine di soddisfare le predette rampe di carico residuo sono necessarie azioni rapide di bilanciamento realizzate usualmente da impianti programmabili con elevate capacità di modulazione, rapidi tempi di riposta e trascurabili vincoli di permanenza in servizio notte/giorno.

- 1.5 Successivamente, anche in esito alle numerose segnalazioni degli operatori del settore, l’Autorità ha avviato un procedimento per l’emanazione di una serie di provvedimenti volti ad incrementare ulteriormente l’efficienza del servizio di dispacciamento nel rispetto della sicurezza del sistema elettrico nazionale (deliberazione ARG/elt 160/11).
- 1.6 Il primo provvedimento emanato nell’ambito del predetto procedimento è la deliberazione 281/2012/R/efr, che prevede la revisione della disciplina degli sbilanciamenti applicata alle unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili non programmabili al fine di perseguire un’efficiente allocazione dei costi sostenuti dal Gestore della rete (di seguito: Terna) per il bilanciamento del sistema elettrico e di promuovere una maggiore responsabilizzazione degli utenti del dispacciamento di impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili.
- 1.7 Il procedimento avviato con la deliberazione ARG/elt 160/11 va a sua volta inquadrato nell’ambito del più ampio e articolato processo di riforma dell’architettura del mercato elettrico disposto dalla legge 28 gennaio 2009, n. 2 (di seguito: Legge n. 02/2009).
- 1.8 Con riferimento al Mercato per il Servizio di Dispacciamento (di seguito: MSD), il Ministero dello Sviluppo Economico (di seguito: MSE), in attuazione di quanto disposto dalla Legge n. 02/2009, con decreto 29 aprile 2009, ha emanato una serie di indirizzi che sono stati recepiti nella regolazione del MSD e prevalentemente attuati tra il 2010 e il 2012, mentre la loro piena attuazione è attesa nel corso del 2013.
- 1.9 Le novità già implementate da Terna hanno modificato l’architettura del MSD secondo due criteri portanti, ossia in maniera tale che:
  - a) Terna possa selezionare le offerte per i differenti servizi di rete – ossia approvvigionarsi dei medesimi – quanto più possibile in prossimità del tempo reale al fine di minimizzare le incertezze dovute agli errori di previsione e, conseguentemente, le quantità di servizi approvvigionate su MSD, così da ridurre l’onere netto di approvvigionamento;
  - b) gli operatori possano formulare offerte che riflettano il più fedelmente possibile la struttura dei costi di esercizio dei propri impianti anche in relazione ai differenti servizi di rete resi a Terna.
- 1.10 Per completare la descrizione del quadro normativo e regolatorio entro cui si inserisce la previsione del DL 83/2012, occorre altresì ricordare che il nuovo sistema di remunerazione della flessibilità deve rappresentare uno strumento differente e complementare rispetto al nuovo mercato della capacità previsto dal decreto legislativo n. 379/03, i cui criteri sono stati definiti dall’Autorità con la deliberazione ARG/elt 98/11 e il cui schema di disciplina, in fase di consultazione, è stato elaborato da Terna e positivamente verificato dall’Autorità con la deliberazione 482-2012-R-eel.
- 1.11 Da una parte il sistema di remunerazione della flessibilità deve, infatti, essere volto ad assicurare che i produttori possano offrire i differenti servizi di rete in maniera tale da riflettere adeguatamente la struttura dei costi di erogazione dei medesimi e possano ricevere

---

<sup>4</sup> Essenzialmente nei giorni non lavorativi nell’Italia peninsulare (Continente) e in tutti i giorni (lavorativi e non) nelle isole maggiori (Sicilia e Sardegna).

un segnale trasparente sul valore degli stessi, dall'altra il nuovo mercato della capacità serve ad assicurare l'adeguatezza del sistema su orizzonti di lungo termine al minor costo per i consumatori, senza offrire orientamenti sul *mix* di servizi di cui Terna necessiterà in futuro per garantire la sicurezza del sistema.

- 1.12 L'art. 34, comma 7-bis, del DL 83/2012 non fa, infatti, alcun cenno diretto o indiretto alla normativa primaria in materia di remunerazione della disponibilità di capacità produttiva sia nel transitorio (*capacity payment*) che a regime (nuovo mercato della capacità). Tantomeno prescrive all'Autorità di remunerare la disponibilità di capacità eventualmente riservata per servizi di flessibilità, bensì affida all'Autorità la definizione delle modalità di selezione e remunerazione dei servizi di flessibilità sotto il seguente vincolo: “*senza maggiori oneri per prezzi e tariffe dell'energia elettrica*”.
- 1.13 Peraltro, a regolazione vigente (art. 60, commi 5 e 6, della deliberazione 111/06), Terna ha già facoltà di concludere contratti di approvvigionamento a termine per i servizi di flessibilità previa approvazione dell'Autorità. In analogia alla struttura del contratto standard del nuovo mercato della capacità, tali contratti dovrebbero però avere la struttura di opzioni su capacità produttiva reale con orizzonte di pianificazione e periodo di consegna pluriennali: la differenza è che si tratterebbe di capacità di riserva con caratteristiche dinamiche (o altri requisiti tecnici) più elevate rispetto a quelle richieste per la partecipazione al nuovo mercato della capacità. Le modalità di negoziazione a termine della riserva di capacità dovrebbero altresì essere coordinate con il nuovo mercato della capacità, in maniera tale da evitare il rischio di una doppia remunerazione della stessa capacità.
- 1.14 Inoltre, nell'ambito del processo di consultazione richiamato in premessa, l'Autorità intende valutare l'opportunità di modulare, pur sempre nei limiti del gettito massimo previsto dal d.lgs 379/03, l'ammontare distribuibile tramite il *capacity payment* transitorio (artt. 35 e 36 della deliberazione 48/04) anche in ragione dell'idoneità degli impianti a fornire servizi di flessibilità.
- 1.15 Il seguito della sezione è così strutturata. Nella prima parte si fornisce un breve riepilogo dei principali effetti dell'impatto delle fonti rinnovabili non programmabili sul funzionamento del MSD. Nella seconda parte si descrive l'attuale architettura del MSD. Nella terza parte si discutono le proposte di revisione del MSD in ottemperanza al DL 83/2012.

#### ***L'impatto delle fonti rinnovabili non programmabili sull'architettura e sul funzionamento del MSD***

- 1.16 L'attuale disegno del MSD è stato concepito in una fase storica in cui la presenza preponderante di generazione convenzionale programmabile (termoelettrica e idroelettrica) garantiva la possibilità di prevedere e gestire le immissioni di energia elettrica con un grado di confidenza elevato. In un simile contesto, il MSD era utilizzato da Terna principalmente per gestire situazioni di squilibrio tra immissioni e prelievi dovuti ai rari fuori servizio accidentali degli impianti convenzionali e/o di elementi della rete rilevante così come alle variazioni, statisticamente contenute, della domanda effettiva rispetto a quanto programmato dal mercato.
- 1.17 Ciononostante, i due criteri portanti descritti al paragrafo 1.9, sulla base dei quali si è evoluto il MSD nel corso degli ultimi anni, hanno, in larga parte, anticipato le esigenze di un sistema caratterizzato da una quota estremamente elevata e volatile di produzione da fonte rinnovabile non programmabile. La previsione di cui all'art. 34, comma 7-bis, del DL 83/2012 si ispira ai medesimi criteri portanti e rappresenta un'ulteriore occasione di efficientamento del disegno del MSD.
- 1.18 Per le ragioni tecniche illustrate nella Segnalazione dell'Autorità (PAS 21) e richiamate nel

paragrafo introduttivo, la crescente penetrazione delle fonti rinnovabili non programmabili sta avendo un impatto significativo sul funzionamento del MSD. In particolare, a parità di altri fattori:

- a) l'aleatorietà delle fonti rinnovabili non programmabili farà presumibilmente aumentare il valor medio e la volatilità dei volumi di energia che verranno scambiati nelle sessioni di bilanciamento in tempo reale;
- b) la necessità di gestire in sicurezza la volatilità della produzione rinnovabile non programmabile in tempo reale farà presumibilmente aumentare il livello dei margini di capacità di riserva che Terna dovrà costituire o ricostituire nelle sottofasi di programmazione.

1.19 Ne consegue che, in un sistema caratterizzato da un'alta penetrazione delle fonti rinnovabili non programmabili, la flessibilità assicurata dagli impianti di produzione programmabili potrebbe acquisire maggiore valore rispetto al passato.

1.20 Questo cambiamento di paradigma nella gestione del sistema elettrico richiede un'ulteriore revisione del disegno del MSD basata su una migliore attuazione dei criteri portanti di cui al paragrafo 1.9 e sulla loro eventuale integrazione anche per recepire i criteri dei *Network Code* europei in fase di elaborazione, consultazione o approvazione<sup>5</sup>.

#### ***L'evoluzione dell'architettura del MSD dal 2009 al 2012***

1.21 Terna si approvvigiona delle risorse per il dispacciamento necessarie ad assicurare l'esercizio in sicurezza del sistema sul MSD. Il MSD si articola in una fase di programmazione (cosiddetto MSD ex-ante) e una fase di gestione in tempo reale (cosiddetto Mercato del Bilanciamento o MB).

1.22 Nella fase di programmazione, Terna accetta le offerte di acquisto e di vendita delle unità abilitate<sup>6</sup> con l'obiettivo di minimizzare gli oneri e massimizzare i proventi conseguenti alle attività di approvvigionamento delle risorse finalizzate a:

- a) risolvere le congestioni sulla rete rilevante;
- b) coprire il fabbisogno di riserva secondaria di potenza, costituendo, congiuntamente alle azioni condotte nella fase di gestione in tempo reale, opportuni margini di riserva secondaria;
- c) coprire il fabbisogno di riserva terziaria di potenza<sup>7</sup>, costituendo, congiuntamente alle azioni condotte nella fase di gestione in tempo reale, opportuni margini di riserva terziaria.

1.23 Nella fase di gestione in tempo reale, Terna accetta le offerte di vendita e di acquisto riservate o non riservate con l'obiettivo di minimizzare gli oneri e massimizzare i proventi conseguenti all'utilizzo delle risorse per:

- a) il bilanciamento in tempo reale;<sup>8</sup>
- b) la risoluzione di congestioni in tempo reale;
- c) la creazione o il ripristino di adeguati margini di riserva secondaria di potenza.

---

<sup>5</sup> Si pensi in particolare ai *Network Code* su “*Capacity Allocation and Congestion Management*” (CACM), “*Electricity Balancing*” (BAL) e “*Load-Frequency Control and Reserves*” (LFCR).

<sup>6</sup> Tra le unità di produzione rilevanti (potenza > 10MW) vi sono le unità di produzione abilitate che devono offrire, in funzione delle caratteristiche delle singole unità, le risorse utili ai fini del dispacciamento.

<sup>7</sup> La riserva terziaria di potenza è comprensiva della riserva pronta e della riserva di sostituzione

<sup>8</sup> Uso della riserva terziaria e di altre risorse per il mantenimento dell'equilibrio tra le immissioni ed i prelievi di energia elettrica

- 1.24 Con riferimento al criterio di cui al paragrafo 1.9, lettera a (*approvvigionamento in prossimità del tempo reale*), l'architettura del MSD delineata dal Codice di Rete approvato dall'Autorità ha subito la seguente evoluzione:
- a) nel 2010 sono state introdotte le cosiddette offerte riservate in esito alla fase di programmazione e il mercato di bilanciamento è stato articolato in 5 sessioni;
  - b) nel 2011:
    - i) la fase di programmazione è stata articolata in tre sottofasi e il riferimento per il calcolo delle quantità valide presentate su ciascuna sessione del mercato di bilanciamento è divenuto il programma in esito alla sottofase di programmazione immediatamente antecedente;
    - ii) è stato affinato il meccanismo di previsione dei fabbisogni relativi alla riserva secondaria, alla riserva terziaria a salire, alla riserva di sostituzione a salire, alla riserva pronta e alla riserva terziaria a scendere;
    - iii) è stato introdotto un meccanismo di previsione della produzione da fonti rinnovabili non programmabili.
- 1.25 Con riferimento al criterio di cui al paragrafo 1.9, lettera b (*aderenza delle offerte alla struttura dei costi di esercizio degli impianti*), l'architettura del MSD delineata dal Codice di Rete approvato dall'Autorità ha subito la seguente evoluzione:
- a) Nel 2010 è stata introdotta:
    - i) la facoltà di differenziare le offerte per ciascuna ora;
    - ii) la separazione fra le offerte per la Riserva Secondaria e le offerte per i cosiddetti Altri Servizi;
    - iii) la facoltà di presentare offerte multiple per Altri Servizi;
    - iv) l'obbligo di presentare un'offerta di minimo o un'offerta di spegnimento;
  - b) nel 2011:
    - i) è stata introdotta l'offerta di accensione per le unità di produzione (UP) termoelettriche a eccezione dei turbogas a ciclo aperto;
    - ii) sono stati ampliati i parametri tecnici caratteristici delle UP, inserendo il tempo minimo di permanenza in servizio, l'indisponibilità alla potenza reattiva, il tempo di cambio assetto in aumento e in diminuzione;
  - c) nel 2012 è stata consultata:
    - i) l'introduzione dell'offerta di cambio assetto per le UP termoelettriche a ciclo combinato e l'estensione dell'offerta di accensione alle UP termoelettriche turbogas a ciclo aperto<sup>9</sup>;
    - ii) l'opportunità di ampliare i parametri tecnici caratteristici delle UP attraverso l'introduzione del tempo minimo di permanenza fuori servizio e il tempo di derampa.
- 1.26 Le tipologie di servizi per cui le UP abilitate a partecipare al MSD debbono<sup>10</sup> formulare offerte distinte sono pertanto:<sup>11</sup>

---

<sup>9</sup> Tali innovazioni non sono però ancora passate al vaglio dell'Autorità.

<sup>10</sup> Per semplicità espositiva si ipotizza che l'offerta di cambio assetto superi il vaglio dell'Autorità.

<sup>11</sup> Le caratteristiche tecniche delle risorse utilizzate da Terna per il dispacciamento sono illustrate nel Capitolo 4 del Codice di rete.

- a) Riserva Secondaria o RS<sup>12</sup>: è il servizio per l'utilizzo in tempo reale del margine di riserva secondaria approvvigionato da Terna su MSD ex-ante o su MB;
- b) Non Riserva Secondaria (cd Altri Servizi) o NRS<sup>13</sup>: tale categoria comprende tutti i servizi forniti dalle unità abilitate e approvvigionati da Terna su MSD ex-ante e MB ad eccezione della riserva secondaria. Fanno parte di NRS: la risoluzione delle congestioni a programma, la riserva terziaria di potenza (riserva pronta e di sostituzione) e il bilanciamento.
- 1.27 Qualora vi sia necessità di rimodulare i programmi di produzione delle unità abilitate in esito ai mercati dell'energia ai fini de:
- la risoluzione di vincoli a rete integra,
  - la risoluzione di congestioni a programma, o
  - la costituzione dei margini di riserva secondaria e terziaria di potenza,
- Terna accetta le offerte presentate per NRS e, ove ciò comporti l'accensione o il cambio assetto di UP termoelettriche, accetta altresì le relative offerte di accensione o di cambio assetto, con l'obiettivo di garantire la sicurezza del sistema al minimo costo.
- 1.28 Eccezion fatta per la riserva secondaria di potenza, l'attuale disegno del MSD non prevede la possibilità per i produttori di articolare le proprie offerte in modo tale da esprimere una diversa valorizzazione per l'utilizzo in tempo reale dei differenti servizi che sono attualmente inglobati nella categoria "Altri Servizi".

*Q1. Si ritiene che l'architettura del MSD descritta nel presente paragrafo sia sufficiente a rappresentare i diversi costi associati ai differenti servizi utilizzati da Terna?*

***Proposta di revisione dell'architettura del MSD in ottemperanza al DL 83/2012***

- 1.29 La proposta di revisione del MSD discussa nel presente documento è finalizzata a definire i criteri e le condizioni generali alla base del meccanismo di selezione e remunerazione dei servizi di flessibilità di cui al DL 83/2012 che Terna dovrà poi tradurre in una revisione puntuale del Codice di Rete.
- 1.30 Poiché la finalità del DL 83/2012 è "*contenere gli oneri indiretti dovuti alla crescita delle fonti rinnovabili non programmabili*" e poiché i principali effetti della generazione da fonti rinnovabili non programmabili sulla gestione in sicurezza del sistema elettrico nazionale sono quelli descritti al paragrafo 1.4, i servizi di flessibilità possono essere senza dubbio identificati con tutti i servizi di regolazione di frequenza e potenza sia in aumento (riserva a salire) che in diminuzione (riserva a scendere), a prescindere dal fatto che siano erogati obbligatoriamente per effetto di prescrizioni tecniche del gestore di rete oppure siano erogati in regime di mercato. Nella successiva sezione verrà approfondita la tematica dei servizi erogati obbligatoriamente.
- 1.31 Per quanto concerne i servizi erogati in regime di mercato, si possono individuare quattro criteri che devono essere rispettati affinché la suddetta revisione determini un incremento dell'efficienza nell'approvvigionamento dei servizi di flessibilità sul MSD:

<sup>12</sup> Le offerte per Riserva Secondaria sono offerte semplici per la variazione delle immissioni ai fini della regolazione secondaria.

<sup>13</sup> Le offerte per Altri servizi hanno una articolazione complessa: offerta di accensione (€accensione), offerta di cambio assetto (€cambio assetto), offerta di minimo o di spegnimento (€MWh per incrementi di immissioni da 0 a Pmin o decrementi di immissione da Pmin a zero) e offerte di vendita o di acquisto (€MWh per incrementi o decrementi di immissioni fra Pmin e Pmax).

- a) i requisiti minimi per l'abilitazione a ciascun servizio di flessibilità siano fissati in maniera tale da massimizzare il numero di UP idonee a offrire il servizio, senza peraltro pregiudicare l'efficacia del servizio stesso;
- b) gli operatori possano formulare offerte che riflettano il più fedelmente possibile la struttura dei costi di fornitura di ciascun servizio di flessibilità necessario a Terna;
- c) Terna possa selezionare le offerte per i differenti servizi di flessibilità quanto più possibile in prossimità del tempo reale al fine di minimizzare le incertezze legate agli errori di previsione del reale fabbisogno di detti servizi e, conseguentemente, l'ammontare approvvigionato, così da ridurre l'onere netto;
- d) gli operatori possano ricevere segnali di prezzo trasparenti sul valore marginale di ciascun servizio di flessibilità fornito a Terna.<sup>14</sup>

1.32 I criteri di cui al paragrafo 1.31 inglobano quelli di cui al paragrafo 1.9 e ne rappresentano un'estensione.

1.33 Il criterio di cui al paragrafo 1.31, lettera a), indurrebbe a prendere in considerazione la possibilità di rivedere i criteri definiti nel Codice di Rete ai fini dell'abilitazione delle UP al MSD (anzitutto il requisito minimo di 10 MVA di potenza massima).

1.34 I criteri di cui al paragrafo 1.31, lettere b), c) e d) indurrebbero a:

- a) incrementare il numero di sottofasi di MSD ex-ante in linea con l'incremento del numero di sessioni del mercato infragiornaliero (MI) in maniera tale che fra ciascuna sottofase e la successiva sessione di MB non vi siano sessioni di MI onde non pregiudicare lo *unit commitment* e quindi la sicurezza del sistema elettrico; oppure a imporre che il modello di rete adottato da Terna per la risoluzione di MB sia adottato anche per la risoluzione di MI e che le quantità riservate in ciascuna sottofase di MSD ex-ante non possano essere in nessun caso alterate da scambi conclusi su MI;
- b) costituire le bande di regolazione di frequenza e potenza non già fruibili in esito ai mercati dell'energia tramite l'accettazione nelle sottofasi di MSD ex-ante di offerte complesse (per le UP termoelettriche: accensione, cambio assetto, incremento/decremento delle immissioni programmate, tempi di permanenza in servizio, tempi di permanenza in assetto etc.) ma indifferenziate per servizio (come le offerte NRS); non vi è, infatti, motivo alcuno per ritenere che la costituzione della banda di regolazione che ha luogo in anticipo rispetto al tempo reale abbia un costo differente in relazione al servizio di flessibilità reso in tempo reale;
- c) differenziare le offerte per l'utilizzo in tempo reale della banda di regolazione in funzione del servizio di flessibilità reso a Terna: è possibile infatti che l'erogazione dei diversi servizi di flessibilità abbia un differente impatto sui rendimenti o sui costi variabili di manutenzione delle UP.

1.35 Con riferimento alla linea di intervento di cui paragrafo 1.34, lettera c), ai sensi del DL 83/2012, Terna sta tuttora elaborando un'analisi dei servizi ancillari e, in particolare, dei servizi di flessibilità necessari a garantire la sicurezza del sistema nel mutato contesto di

---

<sup>14</sup> L'attuale disegno di mercato non consente la determinazione di segnali di prezzo trasparenti sul valore marginale di ciascun servizio offerto a Terna per due ragioni. La prima – oggetto del presente documento – riguarda la potenziale non perfetta sostituibilità dal punto di vista tecnico-dinamico dei servizi offerti dalle UP nella fase di gestione in tempo reale del MSD. La seconda riguarda la potenziale non perfetta sostituibilità dei servizi offerti dalle UP nel MSD dal punto di vista geografico (nodo vs zona di mercato). Una corretta definizione del mercato sia dal punto di vista dei requisiti tecnici dei diversi servizi offerti, sia dal punto di vista geografico (sistema nodale), potrebbe consentire di superare l'attuale meccanismo di determinazione dei prezzi di tipo *pay-as-bid* in favore di un più trasparente *system marginal price*.

mercato e dei relativi fabbisogni su base territoriale.

- 1.36 La suddetta analisi ha una duplice finalità. La prima è quella di fornire un approfondimento di natura tecnica sugli effetti che la crescente penetrazione delle fonti rinnovabili non programmabili sta avendo sull'attività di dispacciamento. La seconda è quella di ridurre il più possibile l'asimmetria informativa esistente tra i principali attori del sistema elettrico (l'Autorità, Terna, i produttori, i *trader* e i consumatori) in merito a:
- a) le caratteristiche tecniche dei servizi che Terna considera necessari per gestire in sicurezza il sistema nel nuovo contesto di mercato; in particolare è opportuno che Terna verifichi l'eventuale esigenza di:
    - i) ampliare l'insieme dei servizi di flessibilità rispetto a quello già delineato nel Codice di Rete e/o
    - ii) ridefinire i requisiti di abilitazione delle UP agli attuali servizi di flessibilità, ossia le prestazioni minime richieste alle UP per fornire tali servizi;
  - b) il fabbisogno relativo a ciascuno dei servizi di cui al punto precedente, con particolare riferimento alla eventuale necessità di rivedere il meccanismo di calcolo dei fabbisogni di riserva per tener conto della crescente penetrazione delle fonti rinnovabili non programmabili.
- 1.37 Solo in esito alla sopraccitata analisi sarà possibile affinare ulteriormente la struttura del MSD, prevedendone una differente articolazione che permetta agli operatori di presentare offerte differenziate per ciascuno dei servizi di flessibilità definiti da Terna nella medesima analisi. Al fine di assicurare la massima trasparenza all'intero processo, si ritiene opportuno che l'analisi predisposta da Terna sia resa pubblica previa verifica dell'Autorità.
- 1.38 In ogni caso, anche laddove non emergesse alcuna esigenza di modifica rispetto allo status quo, si propone di segmentare le offerte per l'utilizzo dei seguenti servizi:
- a) Riserva secondaria (Oggi RS);
  - b) Riserva terziaria pronta<sup>15</sup> (Oggi NRS);
  - c) Riserva terziaria di sostituzione<sup>16</sup> (Oggi NRS);
  - d) Altri Servizi.
- 1.39 Una revisione dell'architettura del MSD di questo tipo è in linea con quanto previsto dal DL 83/2012 poiché, da una parte, garantisce una miglior efficienza del mercato attraverso segnali di prezzo più corretti e trasparenti, dall'altra, tale maggiore efficienza dovrebbe verosimilmente determinare un beneficio in termini di minori oneri di dispacciamento.

---

<sup>15</sup> La riserva pronta è costituita dall'incremento (decremento) di produzione che può essere immesso (prelevato) in rete entro 15 minuti dalla richiesta di Terna da UP con un gradiente di potenza almeno pari a 50 MW/min. Terna utilizza la riserva pronta per mantenere il bilancio del sistema in caso di variazioni rapide del fabbisogno.

<sup>16</sup> La riserva di sostituzione è costituita dall'incremento (decremento) di produzione che può essere immesso (prelevato) in rete entro 120 minuti dalla richiesta di Terna, da unità di produzione in servizio e che può essere sostenuto senza limitazioni di durata. Questa riserva ha lo scopo di ricostituire la riserva pronta a fronte di scostamenti del fabbisogno, dell'immissione di fonti rinnovabili non programmabili e da avarie di gruppi di produzione la cui durata sia di qualche ora.

- Q2. Si condivide la definizione di servizi di flessibilità proposta al § 1.30?*
- Q3. Nel documento sono illustrati i criteri che devono essere rispettati affinché il meccanismo di selezione e remunerazione dei servizi di flessibilità di cui al DL 83/2012 determini un incremento dell'efficienza del MSD. Si ritiene che i criteri individuati al § 1.31 siano appropriati ed esaustivi?*
- Q4. Si condivide l'opportunità di prevedere una revisione dei requisiti minimi previsti nel Codice di Rete per l'abilitazione delle UP al MSD? Se sì, quali requisiti si considerano eccessivamente stringenti rispetto all'obiettivo di preservare l'efficacia dei servizi di rete offerti?*
- Q5. Si condividono le considerazioni dell'Autorità di cui al § 1.34, lettera a), con particolare riferimento alla necessità di preservare e rafforzare il coordinamento tra MI e MSD in maniera tale da non pregiudicare la sicurezza del sistema elettrico?*
- Q6. Si ritiene che l'erogazione di servizi di flessibilità con caratteristiche dinamiche differenti abbia un impatto significativo sulla struttura dei costi delle UP in termini di: rendimenti, costi variabili di manutenzione o altre tipologie di costo? Se sì, motivare la risposta fornendo gli elementi utili a quantificare il suddetto impatto.*
- Q7. Si ritiene che tutti i servizi di flessibilità effettivamente e attualmente erogati a Terna dalle UP abilitate trovino adeguata corrispondenza nella definizione e articolazione dei servizi contenuta nella versione attuale del Codice di Rete?*
- Q8. Si condivide la proposta dell'Autorità di segmentare la fase di gestione in tempo reale del MSD in modo da consentire agli operatori di presentare offerte distinte per l'utilizzo dei diversi servizi di flessibilità individuati da Terna come necessari a garantire la sicurezza del sistema?*
- Q9. Qualora non emergesse la necessità di prevedere servizi aggiuntivi rispetto a quelli attualmente definiti nel Codice di Rete, si condivide la proposta di segmentare la fase di gestione in tempo reale del MSD in Riserva Secondaria, Riserva Pronta, Riserva di Sostituzione e Altri Servizi?*

## **2. Il trattamento economico dell'energia erogata dalle unità di produzione per la regolazione primaria di frequenza**

### *Premessa*

- 2.1 Da tempo, i principali operatori del settore hanno messo in evidenza come, secondo le regole attualmente vigenti, le quantità di energia associate ad azioni di regolazione primaria (fornite obbligatoriamente dalle unità di produzione) siano assimilate agli sbilanciamenti e, come tali, soggette alle eventuali relative penalità.
- 2.2 L'Autorità, con la deliberazione ARG/elt 211/10 ha ritenuto opportuno procedere ad una revisione delle modalità con cui vengono determinati gli sbilanciamenti delle unità di produzione abilitate al fine di tenere conto in misura adeguata del contributo di regolazione primaria dalle stesse eventualmente fornito.
- 2.3 A tal fine, l'Autorità ha richiesto a Terna di elaborare una proposta di revisione delle modalità con cui vengono determinati gli sbilanciamenti delle unità di produzione abilitate al fine di tenere conto in misura adeguata del contributo di regolazione primaria dalle stesse eventualmente fornito.
- 2.4 Il seguito della presente sezione è strutturato come segue. In primo luogo, si illustrano le principali caratteristiche tecniche del servizio di regolazione primaria di frequenza. In secondo luogo, si discute la proposta che Terna ha inviato all'Autorità ai sensi della deliberazione ARG/elt 211/10. In terzo luogo, si illustrano l'orientamento dell'Autorità per il trattamento economico dell'energia erogata dalle unità di produzione per la regolazione primaria di frequenza. Infine, si propone una riflessione sull'eventualità di introdurre un meccanismo di mercato per la valorizzazione della riserva primaria.

### *La riserva primaria di potenza per la regolazione di frequenza*

- 2.5 La descrizione del servizio di regolazione primaria fornita nel prosieguo ripercorre il documento predisposto e inviato da Terna all'Autorità ai sensi della deliberazione ARG/elt 211/10.
- 2.6 Il servizio di riserva primaria di potenza per la regolazione di frequenza è fornito obbligatoriamente da tutti i gruppi di generazione di taglia non inferiore a 10 MVA connessi alla rete di trasmissione nazionale.
- 2.7 Le attuali regole per il dispacciamento prevedono che per ciascuna unità di produzione può essere presentata offerta sul mercato elettrico con riferimento alla potenza massima erogabile ( $p_{max}$ ) definita al netto della semibanda minima di regolazione primaria. La semibanda minima di riserva primaria si definisce pari all'1,5% della potenza efficiente netta dei gruppi in servizio per il Continente e la Sicilia interconnessa, pari al 10% per la Sardegna e per la Sicilia non interconnessa.
- 2.8 La prestazione del servizio di riserva primaria consiste quindi nel rendere disponibile una riserva di potenza (ossia una prefissata quota di capacità produttiva) per un suo utilizzo in tempo reale in regolazione primaria di frequenza, capacità che non è pertanto oggetto di contrattazioni di mercato.
- 2.9 La regolazione primaria di frequenza, mediante l'utilizzo della riserva primaria di potenza, è un servizio essenziale per il sistema. Esso è caratterizzato da un utilizzo:
  - a) continuativo e simmetrico rispetto al punto di lavoro, ai fini dell'assorbimento delle oscillazioni di frequenza del sistema (per il mantenimento dell'equilibrio tra

immissioni e prelievi);

- b) direzionale in aumento o diminuzione, per il controllo dei transitori rispettivamente di sotto-frequenza e sovra-frequenza, successivi ad eventi di sistema (e.g. avaria gruppi di generazione).

- 2.10 Secondo la disciplina vigente prevista dalla deliberazione 111/06 e dal Codice di Rete, lo sbilanciamento effettivo di ciascuna unità di produzione è pari alla differenza per ogni periodo rilevante (ossia il quarto d'ora per le unità abilitate a MSD) tra l'immissione effettiva di energia elettrica e il programma vincolante modificato e corretto di immissione. Quest'ultimo tiene conto, oltre al programma vincolante modificato, degli eventuali ordini di dispacciamento impartiti da Terna, ivi incluso l'utilizzo della riserva secondaria, ma non considera le variazioni di immissione di energia elettrica afferenti l'utilizzo della riserva primaria.
- 2.11 Per questo motivo, l'utilizzo della riserva primaria può costituire uno sbilanciamento anche nel caso di pieno rispetto dei programmi fissati in esito a MSD.
- 2.12 Per quanto concerne le unità abilitate, al suddetto sbilanciamento è applicato un prezzo che dipende dalla combinazione del segno dello sbilanciamento zonale e del segno dello sbilanciamento della singola unità di produzione abilitata, in particolare:
- a) se il segno dello sbilanciamento zonale e lo sbilanciamento dell'unità di produzione sono discordi, allo sbilanciamento viene applicato il prezzo del MGP;
  - b) se il segno dello sbilanciamento zonale e lo sbilanciamento dell'unità di produzione sono concordi, allo sbilanciamento viene applicato il maggiore fra il prezzo del MGP e il "prezzo marginale" a salire del MB nel caso in cui lo sbilanciamento zonale sia negativo e il minore fra il prezzo del MGP e il "prezzo marginale" a scendere del MB nel caso in cui lo sbilanciamento zonale sia positivo.
- 2.13 Tale meccanismo di calcolo del prezzo di sbilanciamento da applicare alle unità abilitate è potenzialmente penalizzante<sup>17</sup> nei casi in cui, anche per effetto dell'utilizzo della riserva primaria, lo sbilanciamento dell'unità di produzione abilitata e lo sbilanciamento zonale risultano avere lo stesso segno.<sup>18</sup>

***Proposta di Terna per il trattamento economico dell'energia erogata dalle unità di produzione per la regolazione primaria di frequenza***

- 2.14 Terna considera la regolazione primaria di frequenza per l'assorbimento delle oscillazioni del sistema come un servizio ad "energia nulla", ovvero caratterizzato da un delta energia rispetto al programma pari a zero. Per questo motivo, dal punto di vista economico, la regolazione primaria di frequenza per l'assorbimento delle oscillazioni non modifica quasi mai l'energia associata al programma vincolante modificato e corretto e pertanto non comporta alcuna penalizzazione economica in termini di sbilanciamento.

---

<sup>17</sup> La "penalizzazione" degli sbilanciamenti è dovuta al meccanismo di prezzi duale previsto dalla deliberazione 111/06 applicato alle sole unità di produzione abilitate.

<sup>18</sup> Un meccanismo duale dei prezzi di sbilanciamento come quello attualmente in vigore ha la finalità di neutralizzare qualsiasi incentivo per l'utente del dispacciamento di un'unità abilitata ad assumere comportamenti pregiudizievoli per la sicurezza del sistema elettrico.

- 2.15 A differenza della fornitura di regolazione primaria per l'assorbimento delle oscillazioni del sistema descritta al paragrafo precedente, Terna ritiene che la fornitura di regolazione primaria nel caso di transitori di frequenza (per esempio, successivi ad eventi di rete), potrebbe essere caratterizzata da un delta energia rispetto al programma diverso da zero. Per questo motivo, dal punto di vista economico, la regolazione primaria per il controllo dei transitori di frequenza, avendo un segno prevalente, potrebbe comportare energia in sbilanciamento rispetto al programma vincolante modificato e corretto.
- 2.16 Al fine di sterilizzare l'onere economico associato alla regolazione primaria di frequenza, Terna propone di procedere in fase di *settlement* alla "depenalizzazione" degli sbilanciamenti registrati in occasione di transitori di frequenza successivi ad eventi di rete che sono nella stessa direzione richiesta dalla deviazione di frequenza (e.g. sbilanciamenti positivi in caso di perdita di generazione e conseguente transitorio di sotto-frequenza).
- 2.17 Terna propone di individuare gli eventi di rete in cui applicare la "depenalizzazione" mediante la registrazione di una deviazione di frequenza non inferiore a  $\pm 200$  mHz nell'isola di frequenza considerata.
- 2.18 La proposta di Terna non prevede quindi la misurazione puntuale del contributo fornito dalla regolazione primaria al programma vincolante modificato e corretto afferente ciascuna unità di produzione, bensì una "depenalizzazione" *ex post* dello sbilanciamento valorizzandolo, per esempio, al prezzo di MGP nel caso in cui si registri una deviazione di frequenza non inferiore a  $\pm 200$  mHz e lo sbilanciamento è coerente con la richiesta di variazione di frequenza proveniente dalla rete.
- 2.19 Un meccanismo per il trattamento dell'energia delle unità di produzione per la regolazione primaria come quello proposto da Terna ha la sua logica nel legame causale tra evento di rete, deviazione di frequenza e regolazione primaria.
- 2.20 Tuttavia, come riconosce Terna stessa nella proposta inviata all'Autorità, è possibile che un meccanismo di questo tipo depenalizzi eventuali sbilanciamenti concomitanti all'accadimento dell'evento di rete anche se indipendenti dalla regolazione primaria, determinando potenziali distorsioni e comportamenti speculativi da parte degli operatori.

*Q10. Si ritiene condivisibile la visione di Terna sul "funzionamento" del servizio di regolazione primaria di frequenza? In particolare, si concorda con la descrizione di cui ai paragrafi 2.14 e 2.15?*

*Q11. Si ritiene condivisibile la proposta di Terna per la depenalizzazione della fornitura di regolazione primaria di frequenza?*

***Proposta dell'Autorità per il trattamento economico dell'energia erogata dalle unità di produzione per la regolazione primaria di frequenza***

- 2.21 L'Autorità ritiene opportuno discutere la possibilità di modificare il trattamento economico dell'energia erogata per la regolazione primaria di frequenza sulla base delle seguenti considerazioni:
- a) la finalità della disciplina degli sbilanciamenti è garantire un'allocazione dei costi indotti sul sistema dal mancato rispetto dei programmi di produzione e prelievo ai soggetti direttamente responsabili, senza indurre eventuali comportamenti pregiudizievoli per la sicurezza del sistema elettrico;
  - b) l'utilizzo della riserva primaria avviene automaticamente per effetto delle variazioni di frequenza sulla rete di trasmissione;

- c) è improprio assimilare le variazioni di energia immessa causate dall'utilizzo della riserva primaria (che non dipende dalle azioni degli operatori) agli sbilanciamenti: occorre quindi distinguere tali variazioni di energia in esecuzione di un servizio di rete dagli sbilanciamenti veri e propri dovuti al mancato rispetto dei programmi da parte delle unità di produzione;
  - d) in linea di principio, ogniqualvolta sia possibile misurare puntualmente il contributo di ciascuna UP alla fornitura di un prefissato servizio di rete, Terna deve procedere alla sua misurazione;
  - e) la previsione di cui al punto d) ha anche il vantaggio di evidenziare la reale prestazione, da parte di ciascuna UP, di un servizio il cui approvvigionamento sta divenendo sempre più critico nel tempo, per effetto della crescente quantità di carico coperta da unità ancora non regolanti (Generazione Distribuita).
- 2.22 Per sterilizzare l'onere di sbilanciamento dovuto all'utilizzo della riserva primaria la soluzione più efficiente individuata dall'Autorità prevede la rilevazione puntuale (e.g. ogni 4 s, comunque con tempistiche compatibili con i sistemi di acquisizione in campo) del valore locale di frequenza e del contributo alla regolazione primaria di frequenza di ciascuna unità di produzione.
- 2.23 Questo permetterebbe di tener conto dell'utilizzo della riserva primaria nel programma vincolante modificato e corretto, applicando alla sola quota di energia afferente l'utilizzo di riserva primaria e indipendentemente dal segno dello sbilanciamento zonale, un prezzo tale da non penalizzare le unità di produzione abilitate.
- 2.24 Il prezzo di cui al 2.23 potrebbe essere in linea di principio identificato con il prezzo del MGP. Tuttavia, per evitare discriminazioni fra unità abilitate a MSD e unità non abilitate a MSD che forniscono regolazione primaria di frequenza, tale prezzo dovrebbe essere assunto a riferimento per entrambe. Una seconda ipotesi, che tiene conto dell'estrema rilevanza della riserva primaria in un sistema caratterizzato da un'elevata penetrazione di fonti rinnovabili non programmabili, sarebbe quella di assumere a riferimento il prezzo medio ponderato delle offerte accettate per la regolazione secondaria nella stessa isola di frequenza. Quest'ultima ipotesi si basa sull'ipotesi che la regolazione primaria di frequenza possa ritenersi un servizio di maggior pregio rispetto alla regolazione secondaria di frequenza/potenza e avrebbe il potenziale beneficio di stimolare una rapida introduzione di tutte le nuove tecnologie che potrebbero offrire regolazione primaria, anche in relazione ai requisiti di sistema imposti alle nuove unità di generazione diffusa connesse alle reti di distribuzione in media e bassa tensione a partire dal 1 gennaio 2013.
- 2.25 Una soluzione di questo tipo ridurrebbe i rischi e gli oneri delle unità di produzione che partecipano alla regolazione primaria di frequenza prevenendo distorsioni e comportamenti opportunistici degli operatori in fase di programmazione.
- 2.26 La soluzione individuata dall'Autorità per poter essere implementata in modo efficace richiede, tuttavia, che ogni unità di produzione sia dotata di strumenti utili alla rilevazione dell'utilizzo di riserva primaria e che questi strumenti siano compatibili con le necessità di verifica e controllo che Terna sarà tenuta ad esercitare in modo da evitare comportamenti abusivi.
- 2.27 Si potrebbe inoltre prevedere di dare la possibilità alle singole unità di produzione dotate degli strumenti di rilevazione adeguati di aderire su base volontaria al meccanismo proposto dall'Autorità, mentre per le altre continuerebbero a valere le regole attuali.

*Q12. Si rilevano criticità circa la misurazione puntuale del contributo alla regolazione primaria di frequenza? Se sì, quali ulteriori apprestamenti sono ritenuti necessari?*

*Q13. Si ritengono condivisibili le proposte dell'Autorità per la remunerazione della regolazione primaria di frequenza come servizio obbligatorio?*

*Q14. In un'ottica di depenalizzazione degli sbilanciamenti quale quella proposta dall'Autorità, si ravvisano criticità nell'estendere l'obbligo di fornitura di riserva primaria agli impianti di taglia inferiore ai 10 MVA? In caso affermativo, indicare per ciascuna tecnologia quali sarebbero i vincoli che impedirebbero l'erogazione di regolazione primaria.*

### ***Eventuale introduzione di un meccanismo di mercato per la valorizzazione della riserva primaria***

- 2.28 Come evidenziato nei paragrafi precedenti, la riserva primaria di potenza per la regolazione di frequenza è attualmente fornita obbligatoriamente da tutti i gruppi di generazione di taglia non inferiore a 10 MVA connessi alla rete di trasmissione nazionale.
- 2.29 Ciò implica che ciascuna unità di produzione possa presentare offerte sul mercato elettrico con riferimento alla potenza massima erogabile (pmax) definita al netto della semibanda minima di regolazione primaria, la quale non viene pertanto remunerata.
- 2.30 A riguardo, gli operatori hanno più volte sollevato l'esigenza di introdurre un meccanismo di remunerazione della capacità che viene fornita dalle unità di produzione a Terna per il servizio di regolazione primaria.
- 2.31 Con la finalità di aprire una più ampia riflessione sul tema, di seguito si illustra l'orientamento dell'Autorità in merito alla possibilità di remunerare la capacità di riserva primaria.
- 2.32 Con esclusivo riferimento alle quantità di potenza eccedenti una banda minima obbligatoria, l'Autorità ritiene che un meccanismo di mercato simile a quello già in vigore, ad esempio, per la riserva secondaria e terziaria potrebbe, in linea di principio, essere introdotto anche per la riserva primaria.
- 2.33 Tuttavia, per poter introdurre un meccanismo di questo tipo, occorre che siano verificate le seguenti condizioni:
- a) in primo luogo, occorrerebbe verificare la possibilità di approvvigionare almeno una parte della semibanda di riserva primaria su un sottoinsieme di unità di produzione sulla base di un ordine di merito economico, senza pregiudicare la sicurezza del sistema. Ciò avviene già, ad esempio, con riferimento alla semibanda di riserva utilizzata per il servizio di regolazione secondaria, la quale viene approvvigionata da Terna su base Macrozonale (Continente, Sicilia, Sardegna);
  - b) in secondo luogo, essendo il servizio di regolazione primaria automatico e quindi indipendente dalle azioni delle unità di produzione, occorrerebbe verificare la possibilità di limitare l'erogazione del predetto servizio per quelle unità di produzione le cui offerte non vengono selezionate da Terna;
  - c) in terzo luogo, occorrerebbe verificare la possibilità di misurare puntualmente il contributo della regolazione primaria al programma vincolante modificato e corretto di ciascuna unità di produzione in modo da verificare il comportamento degli

operatori, tenendone conto nel calcolo degli sbilanciamenti;

- d) in quarto luogo, occorrerebbe verificare che la potenza riservata per la regolazione primaria sia alternativamente utilizzabile con continuità su MGP e MI per la produzione di energia, altrimenti l'approvvigionamento della semibanda di regolazione su MSD ex-ante non avrebbe senso (essendo normalmente<sup>19</sup> un extra-margine di potenza utilizzabile solo per gestire brevi transitori e quindi privo di un reale costo opportunità);
- e) in quinto luogo, al fine di evitare maggiori oneri per il consumatore finale non giustificabili da situazioni di reale scarsità, occorrerebbe verificare che il mercato della riserva primaria sia caratterizzato da un adeguato livello di concorrenzialità (ad esempio, non inferiore a quello della riserva secondaria).

- 2.34 Qualora i suddetti requisiti fossero positivamente verificati, sarebbe possibile prevedere l'introduzione di un meccanismo analogo a quello introdotto per il servizio di regolazione secondaria, con la finalità di remunerare l'utilizzo della riserva primaria con logiche di mercato.
- 2.35 Ciascuna unità di produzione potrebbe presentare offerte sul mercato elettrico con riferimento a tutta la potenza massima erogabile ivi inclusa la semibanda di regolazione primaria. Nella fase di programmazione del MSD (MSD ex-ante) Terna avrebbe la possibilità costituire opportuni margini di riserva primaria attraverso azioni di *re-dispatching* (a salire e/o a scendere) delle unità di produzione.
- 2.36 Un meccanismo di questo tipo garantirebbe la corretta valorizzazione della capacità di generazione utilizzata per il servizio di regolazione primaria, che sarebbe pari al costo opportunità sostenuto dalle unità di produzione in virtù del mancato utilizzo della predetta capacità nei mercati dell'energia.
- 2.37 Per quanto concerne l'utilizzo della riserva primaria sarebbe possibile prevedere l'introduzione di un mercato *ad hoc* nella fase del tempo reale (MB), simile a quello per la riserva secondaria, nel quale le unità di produzione hanno la possibilità di presentare offerte a salire e a scendere per l'utilizzo della riserva primaria.
- 2.38 In un simile contesto il problema della depenalizzazione degli sbilanciamenti dovuti all'utilizzo della riserva primaria sarebbe superato. Le movimentazioni dovute all'utilizzo di riserva primaria andrebbero, infatti, ad alterare il programma vincolante modificato e corretto di ciascun unità di produzione che ha erogato il suddetto servizio.

*Q15. Si concorda con le condizioni di cui al § 2.33 per l'istituzione di un vero e proprio mercato della riserva primaria? Si ritiene che alcune di queste condizioni non siano mai verificabili?*

*Q16. Si ritengono condivisibili le proposte dell'Autorità per la remunerazione della regolazione primaria di frequenza in regime di mercato?*

<sup>19</sup> Ciò dipende dal tipo di tecnologia di generazione.

