

**DOCUMENTO PER LA CONSULTAZIONE
557/2013/R/EEL**

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

*Documento per la consultazione
Mercato di incidenza: energia elettrica
5 dicembre 2013*

Premessa

Il presente documento per la consultazione, predisposto dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) fa seguito al documento per la consultazione 29 novembre 2012, 508/2012/R/eel (di seguito: documento per la consultazione 508/2012/R/eel) recante i primi orientamenti dell'Autorità sulla revisione della vigente disciplina del dispacciamento con specifico riferimento alla selezione e remunerazione dei servizi di flessibilità di cui all'art. 34, comma 7-bis, del DL 83/2012, convertito dalla Legge 7 agosto 2012, n. 134 (di seguito: DL 83/2012).

In particolare, in attuazione di quanto previsto dal citato DL 83/2012, il presente documento, così come il precedente documento di consultazione, si focalizza sui servizi di flessibilità assicurati dagli impianti di produzione abilitati, in base alle offerte formulate dagli impianti stessi. I servizi di flessibilità che possono essere offerti dalle risorse lato domanda (carichi elettrici), attraverso una loro integrazione nel disegno dei mercati all'ingrosso, saranno oggetto di successivi documenti dell'Autorità, tenuto conto di quanto disposto dalla Direttiva del Parlamento Europeo e del Consiglio 25 ottobre 2012 27/2012/UE in materia di efficienza energetica. In particolare, la Direttiva, in considerazione dei benefici che la gestione della domanda può apportare in termini di risparmi energetici nel consumo finale e di pianificazione e gestione ottimizzata delle reti e degli impianti di generazione, promuove l'accesso e la partecipazione delle risorse lato domanda ai mercati del bilanciamento, della riserva e degli altri servizi di sistema, a parità di condizioni rispetto alle risorse di flessibilità lato offerta, tenuto conto delle restrizioni di carattere tecnico insite nella gestione delle reti e delle caratteristiche dei carichi elettrici.

Il presente documento di consultazione è suddiviso in quattro sezioni.

La prima sezione è riservata alla contestualizzazione degli argomenti trattati. La seconda sezione ha ad oggetto la sintesi e l'analisi delle osservazioni al documento per la consultazione 508/2012/R/eel formulate dai soggetti interessati. La terza sezione reca una riflessione sugli esiti dello studio elaborato da Terna sui fabbisogni di servizi di flessibilità necessari a contenere gli oneri indiretti dovuti alla crescita delle fonti rinnovabili non programmabili. La quarta sezione illustra gli orientamenti finali dell'Autorità sulle modalità di selezione e remunerazione dei servizi di flessibilità.

Il presente documento viene emanato per offrire l'opportunità, a tutti i soggetti interessati, di formulare osservazioni e proposte in merito agli argomenti trattati.

I soggetti interessati sono invitati a far pervenire all'Autorità osservazioni e suggerimenti entro e non oltre il 3 febbraio 2014. 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
sito internet: www.autorita.energia.it

INDICE

1. ELEMENTI DI CONTESTO	4
2. OSSERVAZIONI DEGLI OPERATORI AL DOCUMENTO PER LA CONSULTAZIONE 508/2012/R/EEL	5
3. ESITI DELL'ANALISI DEI SERVIZI DI FLESSIBILITÀ	10
Effetti della crescente penetrazione delle FRNP sull'attività di dispacciamento	10
Caratteristiche dei servizi di flessibilità necessari alla gestione in sicurezza del sistema elettrico in un contesto caratterizzato da elevata penetrazione di FRNP	15
Analisi dei parametri tecnici delle UP che compongono il parco impianti italiano	16
Proposte di revisione del MSD	22
4. ORIENTAMENTI FINALI DELL'AUTORITÀ.....	23
Prestazione di pronto avviamento	23
Riduzione dei TPS	28
Rapidità di presa e rilascio di carico delle UP "rotanti"	28
Estensione dell'abilitazione a MSD delle UP FRNP	31
Coordinamento MI-MSD	33
5. RIEPILOGO DELLE PROPOSTE DELL'AUTORITÀ.....	35

1. Elementi di contesto

- 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 Nel documento per la consultazione 508/2012/R/eel, l’Autorità ha qualificato come servizi di flessibilità tutti i servizi di regolazione di frequenza e potenza sia in aumento (riserva a salire) che in diminuzione (riserva a scendere).
- 1.3 Ai sensi del DL 83/2012, Terna ha successivamente elaborato e trasmesso all’Autorità un’analisi dei servizi di flessibilità necessari a garantire la sicurezza del sistema elettrico (di seguito: analisi dei servizi di flessibilità).
- 1.4 La suddetta analisi ha avuto lo scopo di evidenziare gli effetti della crescente penetrazione delle fonti rinnovabili non programmabili (di seguito: FRNP) sull’attività di dispacciamento, specificando:
- le caratteristiche dei servizi di flessibilità necessari a gestire in sicurezza il sistema;
 - il fabbisogno relativo a ciascuno dei predetti servizi nel breve e nel lungo termine.
- 1.5 Nel documento per la consultazione 508/2012/R/eel, l’Autorità ha previsto, previa disamina e verifica dei contenuti dell’analisi dei servizi di flessibilità (APPENDICE A), a:
- renderla pubblica per assicurare la massima trasparenza al processo di consultazione;
 - formulare una proposta di revisione dell’architettura del MSD sulla base degli esiti della predetta analisi.
- 1.6 Dopo aver esaminato le risposte al documento per la consultazione 508/2012/R/eel e l’analisi dei servizi di flessibilità, l’Autorità ha altresì richiesto a Terna di aggiornare e disaggregare specifici dati e informazioni contenuti nella citata analisi a causa dell’accelerazione osservabile nell’evoluzione di alcuni fenomeni nel corso del 2013.
- 1.7 Con l’ausilio di RSE, l’Autorità ha inoltre effettuato una preliminare disamina degli aspetti tecnico-economici sottostanti le proposte formulate nell’analisi dei servizi di flessibilità con la finalità di verificare l’efficacia di tali proposte nell’incrementare la flessibilità delle risorse attualmente disponibili nel sistema elettrico.
- 1.8 Il presente documento è così strutturato. Nella Sezione 2 si fornisce una sintesi delle principali osservazioni degli operatori al documento per la consultazione 508/2012/R/eel. Nella Sezione 3 si esaminano le implicazioni degli esiti dell’analisi sui servizi di flessibilità, come successivamente integrata dall’Autorità, sulla revisione dell’architettura del MSD. Nella Sezione 4 si esprimono gli orientamenti finali dell’Autorità.

2. Osservazioni degli operatori al documento per la consultazione 508/2012/R/eel

- 2.1 Scopo di questa sezione è riassumere le principali osservazioni formulate dagli operatori ai primi nove spunti di consultazione del documento per la consultazione 508/2012/R/eel, ossia quelli afferenti i servizi di flessibilità¹. L'intento è quello di offrire una prima risposta alle predette osservazioni, riservandosi di delineare compiutamente gli orientamenti dell'Autorità nell'ultima sezione.
- 2.2 Sotto tale profilo è utile raggruppare gli spunti di consultazione fra cui sussiste un certo grado di complementarità, peraltro ravvisato dagli stessi operatori nell'articolazione delle loro osservazioni.
- 2.3 Alcune importanti osservazioni sono state espresse riguardo ai seguenti spunti di consultazione:
- a) *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?*
 - b) *Q2: Si condivide la definizione di servizi di flessibilità proposta?*
 - c) *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.*
 - d) *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?*
- 2.4 La visione della maggioranza degli operatori è che, pur apprezzandone l'evoluzione dal 2010 in poi², l'architettura di MSD sia ancora insufficiente a rappresentare i costi associati ai differenti servizi richiesti da Terna. Ciò in quanto:
- a) per alcuni servizi non è prevista alcuna forma di remunerazione implicita o esplicita a prescindere dai costi sottostanti;
 - b) per altri servizi l'operatore è forzato a formulare un'unica offerta per un fascio eterogeneo di servizi caratterizzati da prestazioni dinamiche differenti a cui, secondo gli operatori, corrisponde una differente struttura di costo, quantomeno per il diverso impatto sulle curve dei rendimenti e sulle manutenzioni.
- 2.5 Circa la definizione di servizi di flessibilità proposta dall'Autorità, una parte degli operatori la ritiene condivisibile mentre un'altra parte preferirebbe l'inclusione nel concetto di servizi di flessibilità di tutti i servizi descritti nel Codice di Rete o quantomeno dei seguenti servizi:
- a) regolazione di potenza attiva in condizioni critiche o di emergenza (attivazione del sistema di regolazione *Integrated Local Frequency* o ILF per la regolazione primaria di frequenza, il ricorso al sistema di Unità Periferica di Difesa e Monitoraggio o UPDM in telestimolazione e tele scatto, l'utilizzo degli impianti di pompaggio in assetto combinato pompa/generazione);
 - b) regolazione di tensione e potenza reattiva;

¹ Il trattamento economico dell'energia erogata dalle unità di produzione per la regolazione primaria di frequenza non è oggetto della presente consultazione. Tale materia è già stata infatti regolata con deliberazione 231/2013/R/eel che ha comportato la modifica del Codice di Rete già sottoposta a consultazione e approvata dall'Autorità con deliberazione 483/2013/R/eel.

² Con le revisioni approvate dall'Autorità nel corso del 2013, la cui implementazione è prevista nel corso del 2014.

c) *black start*.

- 2.6 Con riferimento a quanto osservato al punto 2.4, onde evitare equivoci, è opportuno precisare che i costi cui l’Autorità fa riferimento nel documento per la consultazione 508/2012/R/eel (così come nel presente documento) sono i cosiddetti costi economici o costi opportunità, salvo diversamente ed espressamente specificato. Ciò detto, le osservazioni degli operatori a riguardo appaiono motivate e condivisibili.
- 2.7 Con riferimento, invece, a quanto osservato al punto 2.5, le osservazioni di una parte degli operatori sembrano fraintendere le finalità del documento per la consultazione 508/2012/R/eel. Il documento per la consultazione 508/2012/R/eel mirava esclusivamente a proporre i criteri per l’identificazione dei servizi di flessibilità nonché per la loro selezione e remunerazione ai sensi del DL 83/12. La remunerazione dei vari servizi previsti dal Codice di Rete prescinde, infatti, dalla qualificazione dei medesimi quali servizi di flessibilità. Il d.lgs. 79/99 già prevede che “*la selezione degli impianti di riserva e di tutti i servizi ausiliari³ offerti*” sia determinata “*secondo il dispacciamento di merito economico*”. Tale principio basilare è, peraltro, già stato recepito dalla deliberazione n. 111/06 che disciplina il dispacciamento.
- 2.8 Se per flessibilità si intende: “*la capacità di erogare servizi di modulazione (intesi come variazione rapida del proprio carico) con impianti caratterizzati da un basso minimo tecnico, tempi di accensione e permanenza in servizio brevi e alti gradienti di presa di carico*” (per citare l’efficace e coincisa definizione di un operatore), allora appare condivisibile qualificare come servizi di flessibilità anche i servizi di regolazione di frequenza/potenza attiva in condizioni critiche o di emergenza, mentre appare immotivato attribuire la medesima qualifica ai servizi di regolazione di tensione e potenza reattiva e di *black start*. Del resto, la ratio del DL 83/12 appare quella di offrire un segnale trasparente circa il valore di quei servizi il cui fabbisogno, nello scenario di crescita esponenziale delle FRNP previsto da Terna⁴, è destinato a crescere repentinamente per assicurare l’integrazione delle FRNP nel sistema elettrico.
- 2.9 Un secondo gruppo di spunti di consultazione su cui sono pervenute interessanti osservazioni è costituito dai seguenti:
- a) *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?*
 - b) *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?*
 - c) *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?*
 - d) *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*

³ L’art. 2 del d.lgs 79/99 definisce servizi ausiliari “i servizi necessari per la gestione di una rete di trasmissione o distribuzione quali, esemplificativamente, i servizi di regolazione di frequenza, riserva, potenza reattiva, regolazione della tensione e riavviamento della rete”.

⁴ Nell’analisi dei servizi di flessibilità Terna traccia uno scenario di lungo termine (fine 2022) sull’evoluzione della delle FRNP. Si prevede, in particolare, che la capacità installata da fonte eolica e fotovoltaica raggiungerà rispettivamente 14,5 e 27,2 GW nel 2022 (+50% circa rispetto al 2013).

l'utilizzo dei diversi servizi di flessibilità individuati da Terna come necessari a garantire la sicurezza del sistema?

- e) *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?*

- 2.10 Circa i criteri da rispettare affinché il meccanismo di selezione e remunerazione dei servizi di flessibilità produca un incremento dell'efficienza del MSD, quasi tutti gli operatori li ritengono corretti e condivisibili fatta eccezione per il primo, su cui alcuni grandi operatori esprimono preoccupazione. Il primo criterio proposto dall'Autorità prevede che *“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”*. La preoccupazione espressa dai suddetti operatori è stata illustrata con chiarezza da uno di loro: *“l'incremento del numero di impianti abilitati alla fornitura dei servizi dovrebbe essere valutato per il tramite di una opportuna analisi costi benefici che tenga conto dei costi e degli investimenti necessari per Terna e per i produttori per integrare le unità programmabili non rilevanti nel sistema di controllo di Terna e nel sistema di offerte su MSD e dei benefici ottenibili da tale integrazione in termini di competitività su MSD”*.
- 2.11 La preoccupazione espressa potrebbe in astratto avere un suo fondamento ma necessita di essere correttamente inquadrata nel suo contesto storico. Anzitutto, nessuna analisi costi-benefici è mai stata effettuata in passato per fissare la soglia di 10 MVA quale requisito minimo per l'abilitazione a offrire servizi su MSD. Tale soglia non è che un retaggio storico che di per sé sta già limitando gli strumenti di Terna nei giorni di bassissimo carico ove la riserva terziaria a scendere è già oggi un servizio scarso. L'evoluzione del parco elettrico osservata negli ultimi tre anni porta, peraltro, a presumere che gli impianti di piccola taglia siano inevitabilmente destinati a rappresentare entro il 2020 una larghissima quota della potenza massima e della producibilità del medesimo. Si consideri altresì che laddove la riduzione della predetta soglia avesse luogo con gradualità, prevedendo per esempio nella fase iniziale l'abilitazione di impianti di taglia compresa fra 1 e 10 MVA su base volontaria, sarebbero le manifestazioni di interesse dei piccoli impianti a evidenziare il potenziale incremento di competitività e a offrire a Terna un primo riscontro su cui valutare se e quali investimenti siano effettivamente necessari per l'integrazione di tali impianti nei suoi sistemi. Peraltro, proprio un'associazione rappresentativa di piccoli produttori ha già espresso un chiaro favore per la riduzione dei requisiti minimi per l'abilitazione a MSD.
- 2.12 Circa gli orientamenti espressi dall'Autorità in riferimento alla necessità di preservare e rafforzare il coordinamento tra MI e MSD in maniera tale da non pregiudicare la sicurezza del sistema elettrico occorre preliminarmente sgomberare il campo da un potenziale fraintendimento. Le implicazioni prospettate al punto 1.34, lettera a), del documento per la consultazione 508/2012/R/eel non delineavano specifiche proposte operative fra cui optare, quanto piuttosto due differenti indirizzi all'interno dei quali individuare proposte operative idonee a rafforzare il coordinamento tra MI e MSD senza pregiudicare la sicurezza del sistema elettrico.
- 2.13 Ciò premesso, gli operatori sembrano essere prevalentemente contrari all'ipotesi di incrementare il numero di sessioni di MSD ex-ante e di MB in quanto ciò ne incrementerebbe solo la complessità operativa. La quasi totalità degli operatori ha espresso altresì la propria contrarietà ad adottare per MI lo stesso modello di rete di MB: ciò in quanto MI sarebbe finalizzato ad aggiustare posizioni assunte su MGP e dovrebbe quindi adottare lo stesso modello di rete di quest'ultimo. Gli operatori si sono invece divisi sul fatto di non poter

modificare su MI le quantità riservate su MSD ex-ante. Parte degli operatori ritiene infatti che non vi dovrebbero essere vincoli alle transazioni su MI derivanti dagli esiti di MSD ex-ante.

- 2.14 Per inquadrare correttamente la tematica dei vincoli alle transazioni su MI, è utile citare letteralmente la seguente osservazione pervenuta da un operatore: *“relativamente all’ipotesi di introdurre nuovi vincoli su MI, si segnala che quelli attualmente presenti sono ampiamente sufficienti (quali, ad esempio, quello di non poter modificare in MI la disponibilità degli impianti accesi dal TSO nel precedente mercato dei servizi, e la non modificabilità delle offerte “riservate”) a garantire un elevato grado di efficienza e affidabilità alle azioni del TSO. Sarebbe invece di gran lunga preferibile procedere ad individuare alcuni “gradi di libertà” che il TSO potrebbe lasciare ai singoli operatori, senza compromettere l’efficienza e l’affidabilità del MSD e permettendo contestualmente un rafforzamento della liquidità e competitività sui MI.”*
- 2.15 L’osservazione di cui al 2.14 è preziosa sotto molteplici aspetti. Anzitutto, tale osservazione consente di ripercorrere la logica sottostante l’attuale architettura di mercato volta a preservare la sicurezza del sistema elettrico.
- 2.16 In estrema sintesi, il Codice di Rete prevede che MSD si articoli in due fasi: la fase di programmazione (cosiddetto MSD ex-ante) e la fase di gestione in tempo reale (cosiddetto Mercato di Bilanciamento o MB). Nella fase di programmazione, ossia in MSD ex-ante, Terna definisce lo stato di funzionamento⁵ e il livello di produzione di ciascuna unità di produzione (cosiddetto *“unit commitment”*) allo scopo di:
- a) coprire il fabbisogno di riserva secondaria di potenza, costituendo opportuni margini di riserva secondaria;
 - b) coprire il fabbisogno di riserva terziaria di potenza, costituendo opportuni margini di riserva terziaria;
 - c) risolvere le congestioni sulla rete rilevante;
 - d) ridurre la differenza tra la propria previsione della domanda di energia elettrica e della produzione da fonti rinnovabili non programmabili rispetto a quanto risultante in esito al Mercato dell’energia;

con l’obiettivo di minimizzare gli oneri e massimizzare i proventi derivanti dalle attività di approvvigionamento delle risorse per il dispacciamento. Per conseguire in maniera più efficiente tale obiettivo, l’attività approvvigionamento delle risorse per il dispacciamento sta progressivamente evolvendo verso una gestione *“just-in-time”* (così da ridurre i costi conseguenti agli errori di previsione) e quindi la scelta delle azioni funzionali alle esigenze di cui alle lettere c) e d) è rinviata, quanto più possibile, alla fase di gestione in tempo reale (MB). Viceversa, la risoluzione dei vincoli di cui alle lettere a) e b) non può che avere luogo con anticipo rispetto al tempo reale, ossia nella fase di programmazione (MSD ex-ante), seppure con un anticipo progressivamente decrescente in funzione della crescente flessibilità delle risorse per il dispacciamento. Ciò significa che lo *“unit commitment”* è finalizzato anzitutto a costituire le bande di riserva di potenza necessarie a garantire la sicurezza del sistema elettrico (in ciò essendo inclusa la garanzia di disporre di sufficiente capacità per coprire in tempo reale i fabbisogni di cui alle lettere c) e d)).

- 2.17 Al fine di preservare la sicurezza del sistema, il Codice di Rete non contempla l’ipotesi che fra una sessione di MSD ex-ante e una sessione di MB vi sia una sessione di MI afferente gli stessi periodi rilevanti (ore o quarti d’ora). Anzi, il Codice di Rete (paragrafo 4.8.4.4) prevede per le cosiddette offerte riservate nel MSD ex-ante i seguenti vincoli da rispettare su MB:

⁵ Per esempio, accesso o spento.

- il prezzo in vendita (acquisto), per Altri servizi (NRS), deve essere non superiore (non inferiore) allo stesso prezzo valido ai fini dell'MSD ex-ante;
- la quantità in vendita (acquisto) per Altri servizi (NRS) deve essere non inferiore alla quantità riservata su MSD ex-ante.

Tali vincoli sono funzionali ad assicurare la reale fruibilità delle quantità delle offerte riservate a prezzi prefissati, ossia la reale fruibilità delle bande di riserva potenza costituite su MSD ex-ante per garantire la sicurezza del sistema elettrico.

- 2.18 Quanto osservato dal citato operatore a titolo esemplificativo è coerente con quanto illustrato al punto 2.17. Premesso che l'unico ulteriore vincolo ipotizzato nel documento per la consultazione 508/2012/R/eel è quello di adottare lo stesso modello di rete di MB, si può convenire che, ove i vincoli definiti da Terna tramite le offerte riservate siano ben definiti e sufficientemente conservativi, l'adozione di un modello di rete analogo a quello di MB possa risultare meno critico. Pretendere, invece, un MI senza vincoli equivale a ipotizzare che lo "*unit commitment*" di Terna (effettuato su MSD ex-ante) possa essere alterato liberamente dagli operatori senza pregiudicare la sicurezza del sistema: come se lo "*unit commitment*" fosse una sorta di tela di Penelope che si possa fare e disfare ad arbitrio degli operatori senza rischi per la sicurezza del sistema. Ciò è palesemente infondato: ove su MI fossero eliminati gli attuali vincoli, l'inserimento di una sessione di MI fra una sottofase di MSD ex-ante e una sessione di MB pregiudicherebbe verosimilmente lo "*unit commitment*" di Terna e la sicurezza del sistema.
- 2.19 La proposta di segmentare le offerte su MB per i servizi di riserva secondaria, riserva pronta, riserva di sostituzione e altri servizi riscuote il consenso di molti operatori seppur con due obiezioni espresse da alcuni di essi. La prima è che tale segmentazione dovrebbe essere estesa anche al MSD ex-ante. La seconda è che tale segmentazione dovrebbe essere rivalutata alla luce degli esiti dell'analisi dei servizi di flessibilità.
- 2.20 Per quanto concerne la prima obiezione, gli operatori non hanno offerto alcun elemento utile che ne supporti la razionalità sottostante e non sono stati in grado di confutare la tesi dell'Autorità illustrata al punto 1.34, lettera b), del documento per la consultazione 508/2012/R/eel per cui non vi è alcun motivo 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. Per quanto attiene, invece la seconda, il documento per la consultazione 508/2012/R/eel precisava con chiarezza che la proposta dell'Autorità era un orientamento preliminare in attesa degli esiti dell'analisi dei servizi di flessibilità.
- 2.21 Si rimanda alla Sezione 4 per l'illustrazione degli orientamenti finali dell'Autorità in relazione al coordinamento tra MI e MSD anche in ottica di integrazione con gli altri mercati europei.

3. Esiti dell'analisi dei servizi di flessibilità

3.1 Lo scopo di questa sezione è quello di fornire una sintesi ragionata degli esiti più significativi dell'analisi dei servizi di flessibilità elaborata da Terna (vedi Allegato A) e dei successivi approfondimenti condotti dall'Autorità sulla base di dati forniti da Terna. L'intento è quello di evidenziare il nesso logico che lega i cambiamenti in atto nell'attuale contesto del mercato elettrico con le proposte di riforma del MSD delineate nella sezione successiva.

3.2 La presente sezione è così strutturata:

- nella prima parte si fornisce un quadro generale di quelli che sono i principali effetti della crescente penetrazione delle FRNP sull'attività di dispacciamento;
- nella seconda parte, si riassumono le esigenze di flessibilità individuate da Terna per una gestione in sicurezza del sistema elettrico;
- nella terza parte si passano in rassegna i principali requisiti tecnici delle UP attualmente in esercizio al fine di apprezzarne l'idoneità rispetto alle esigenze di flessibilità individuate da Terna;
- nella quarta parte si riportano le proposte di riforma del MSD formulate da Terna nell'ambito dell'analisi dei servizi di flessibilità.

Effetti della crescente penetrazione delle FRNP sull'attività di dispacciamento

3.3 L'analisi dei servizi di flessibilità elaborata da Terna illustra gli effetti della crescente penetrazione delle FRNP sull'attività di dispacciamento, sia sulla base di quanto effettivamente riscontrato dal 2010 al 2012, sia sulla base di previsioni sulle future evoluzioni.

3.4 In particolare, al fine di illustrare l'impatto atteso dell'ulteriore sviluppo delle FRNP sull'approvvigionamento e l'utilizzo dei servizi di dispacciamento, Terna traccia uno scenario di breve termine (fine 2013) e uno di lungo termine (fine 2022) sull'evoluzione della domanda e delle FRNP (vedi Tabella 1)⁶.

Tabella 1: Ipotesi alla base degli scenari tracciati da Terna

	Breve Termine (2013)	Lungo Termine (2022)
Incremento della Domanda (%)	0	+6.7% ⁷
Capacità Eolica Installata (GW)	9	14.5
Capacità Fotovoltaica Installata (GW)	18	27.2

3.5 Sulla base dei due scenari tracciati e delle analisi condotte, Terna prevede il manifestarsi dei seguenti fenomeni⁸:

- a) un radicale mutamento del **profilo di carico "residuo"** ossia della parte di carico che deve essere soddisfatta da generazione programmabile, prevalentemente

⁶ Le analisi svolte da Terna tengono altresì conto della presenza in servizio alla potenza minima delle UP termoelettriche necessarie per vincoli di impianto, a causa del legame funzionale con cicli produttivi, o per vincoli di rete, considerando in quest'ultimo caso la riduzione dei vincoli apportata dagli sviluppi di rete. Per quanto concerne la produzione delle UP idroelettriche, geotermiche, termoelettriche non abilitate a MSD, l'autoproduzione e le altre UP non rilevanti, Terna assume che questa coincida con la produzione rilevata nel 2012.

⁷ Corrispondente ad una energia su base annua di 347 TWh, corrispondente allo "scenario base" indicato nel Piano di Sviluppo 2013 (Paragrafo 2.4).

⁸ Tali fenomeni, seppure in forma ridotta, sono già oggi visibili. Per un confronto del profilo del carico residuo dal 2011 al 2013 si veda il Rapporto annuale di monitoraggio dell'Autorità (Rapporto 331/2013/I/eel).

termoelettrica;

- b) un notevole incremento dei **fabbisogni di riserva** secondaria (e conseguentemente di riserva terziaria pronta⁹) e di riserva terziaria di sostituzione;
- c) una crescente complessità tecnica e onerosità economica **nell’approvvigionamento dei margini di riserva** nel MSD.

3.6 Di seguito si forniscono i principali risultati delle analisi condotte da Terna in relazione ai suddetti tre fenomeni.

Profilo della curva di carico residuo

3.7 La Figura 1 e la Figura 2 sottostanti sono state realizzate da Terna al fine di illustrare l’evoluzione del profilo di carico residuo nello scenario di breve e lungo termine. I due grafici mostrano l’andamento della domanda di energia elettrica al netto della produzione eolica e fotovoltaica, mediata per ore omologhe su tutti i mesi dell’anno.¹⁰ Le curve mostrano anche la variabilità della produzione da FRNP, per mezzo della deviazione standard corrispondente, e la produzione cumulata delle fonti “inflexibili” (produzione idroelettrica, geotermica, da UP non rilevanti, da autoproduzione, termoelettrica non abilitata a MSD oppure con vincoli di impianto o di rete).

3.8 Gli esiti delle analisi di Terna possono essere riassunti come segue:

- le ore centrali della giornata sono caratterizzate da una marcata riduzione del carico residuo, che raggiunge nei giorni festivi valori inferiori a quelli registrati nelle ore notturne. Nello scenario di lungo termine questo fenomeno si verifica anche nei giorni prefestivi e nei giorni feriali a basso carico. Nei mesi di basso carico nello scenario di breve termine, il carico residuo è inferiore alla produzione delle fonti “inflexibili” nelle condizioni metereologiche più favorevoli alla produzione FRNP; nello scenario di lungo termine questa condizione è largamente verificata anche nella condizione di produzione FRNP media;
- la rampa di presa di carico nelle ore serali, in particolare nei giorni di basso carico, diviene sempre più accentuata e ripida, nettamente più pronunciata di quella osservata in corrispondenza delle ore mattutine;
- l’aleatorietà delle previsioni del carico residuo risulta in netto aumento.

⁹ Come precisato da Terna all’Autorità, l’analisi assume un incremento del fabbisogno di riserva pronta almeno pari a quello di riserva secondaria.

¹⁰ La stessa analisi è stata condotta per un mese rappresentativo delle condizioni di basso carico (aprile) e uno di alto carico (luglio) (vedi Allegato A).

Figura 1: Scenario di breve termine – andamento del profilo di carico residuo

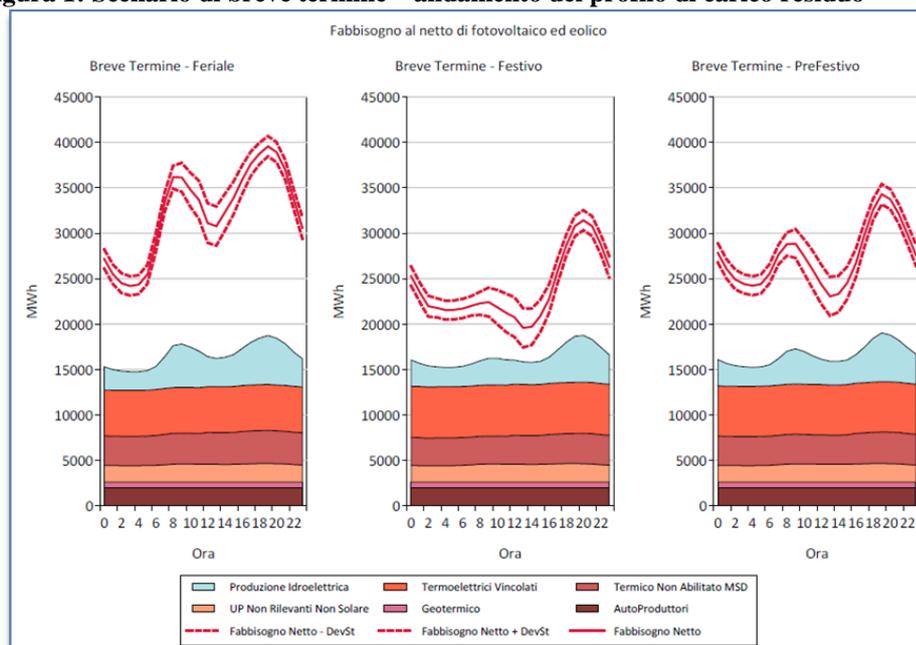
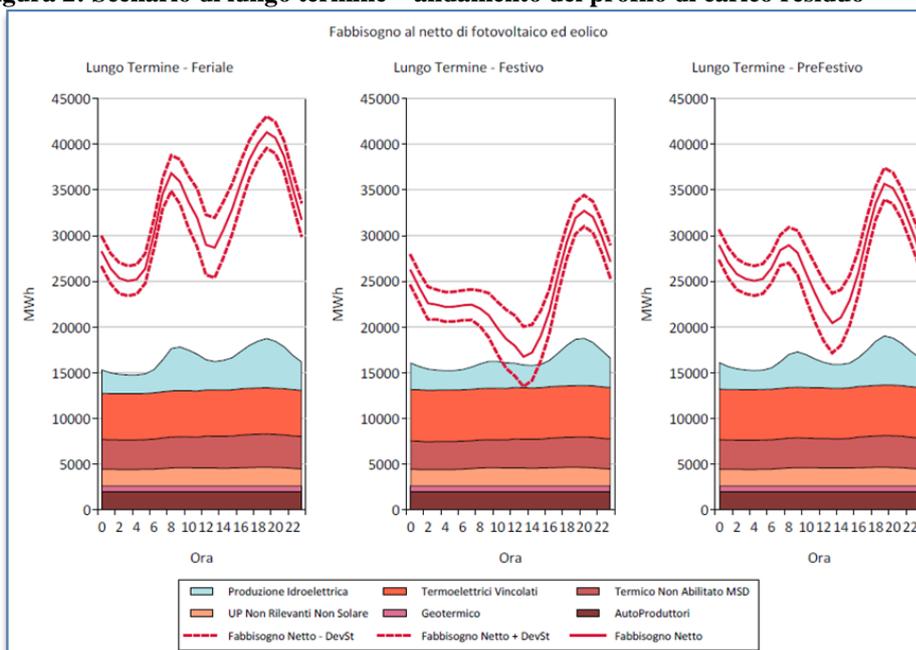


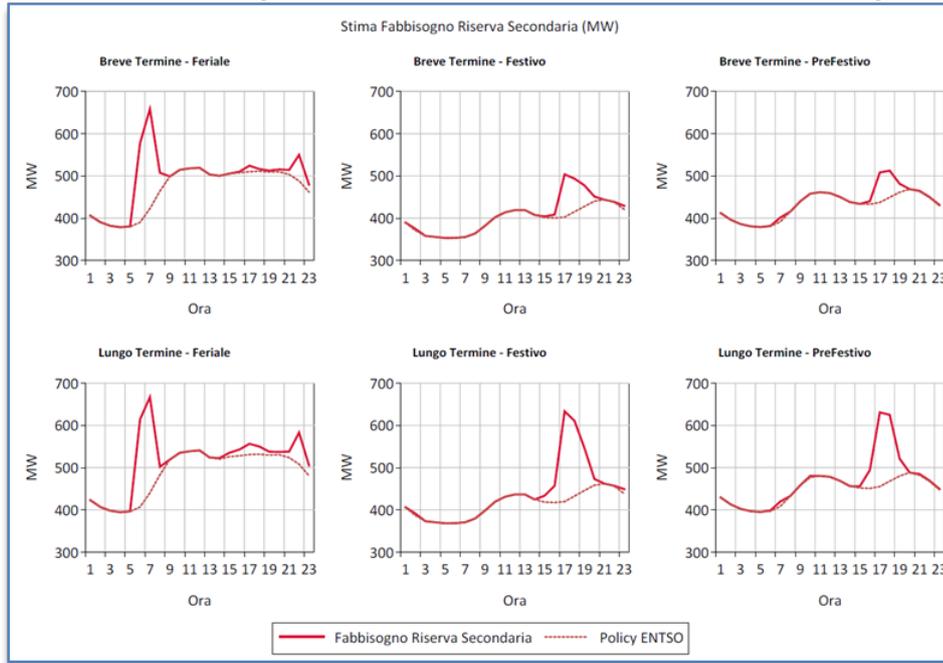
Figura 2: Scenario di lungo termine – andamento del profilo di carico residuo



Fabbisogno di riserva

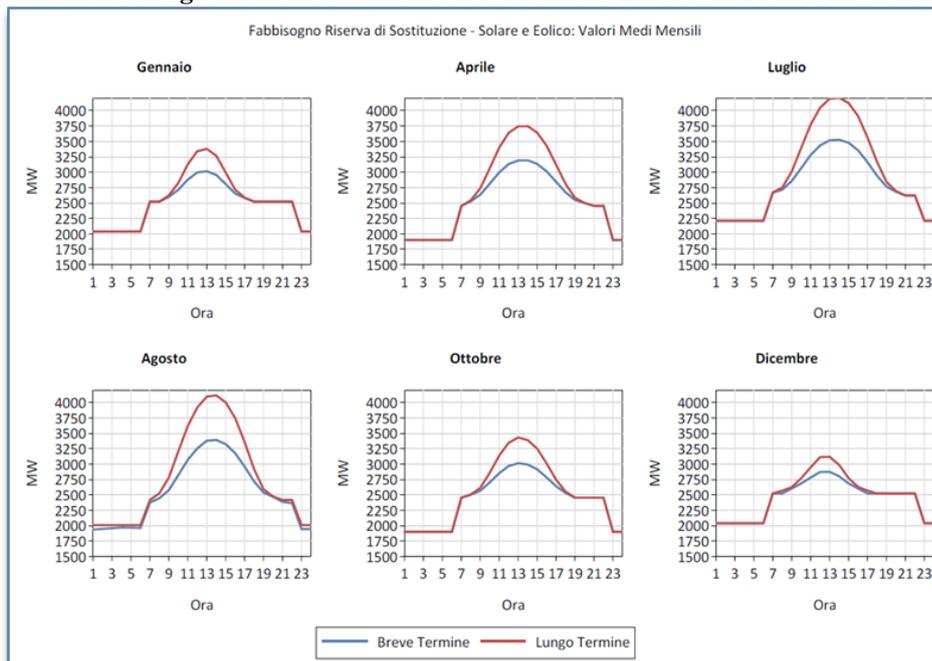
- 3.9 Terna, a fronte dell'incremento della potenza FRNP installata e dei suoi effetti sul carico residuo, prevede un incremento dei fabbisogni di riserva secondaria e terziaria da approvvigionare al fine di assicurare l'equilibrio del sistema elettrico in tempo reale.
- 3.10 Per quanto concerne la riserva secondaria, Terna prevede un incremento delle quantità da approvvigionare in corrispondenza delle prese di carico mattutine e serali, in quanto caratterizzate da rampe di carico residuo sempre più ripide. La figura sottostante mostra il confronto tra il fabbisogno di riserva secondaria stimato da Terna nello scenario di breve e lungo termine rispetto a quanto attualmente approvvigionato sulla base delle *policy entso-e*.

Figura 3: Evoluzione del fabbisogno di riserva secondaria nello scenario di breve e lungo termine



- 3.11 Il fabbisogno di riserva terziaria totale è costituito dalla somma del fabbisogno di riserva terziaria di sostituzione e del fabbisogno di riserva terziaria pronta.
- 3.12 Di norma nell'Italia peninsulare il fabbisogno di riserva terziaria di sostituzione - sia a salire che a scendere - è dimensionato per fronteggiare errori di previsione della domanda di energia elettrica e della produzione FRNP.¹¹
- 3.13 Le stime di Terna prevedono una progressiva crescita del fabbisogno di riserva terziaria di sostituzione soprattutto nelle ore centrali della giornata principalmente per effetto della crescente incertezza della previsione di produzione fotovoltaica (vedi figura sottostante).

Figura 4: Evoluzione del fabbisogno di riserva terziaria di sostituzione nello scenario di breve e lungo termine



¹¹ Nelle due Isole Maggiori il fabbisogno di riserva terziaria di sostituzione è dimensionata per fronteggiare l'indisponibilità non programmata dell'unità termoelettrica di massima taglia.

- 3.14 Il fabbisogno di riserva terziaria pronta è dimensionato per fronteggiare:
- il ripristino completo del fabbisogno di riserva secondaria;
 - il ritardo/anticipo del carico residuo rispetto alla previsione di Terna, in particolare durante le rampe/derampe di carico.

3.15 L'analisi di Terna non quantifica esplicitamente l'incremento del fabbisogno di riserva pronta nei due scenari. Tuttavia, essendo "il ripristino completo del fabbisogno di riserva secondaria" una delle due funzioni della riserva pronta, Terna ha precisato all'Autorità di prevedere un incremento del fabbisogno di riserva pronta del tutto analogo a quello stimato per il fabbisogno di riserva secondaria.

Approvvigionamento dei margini di riserva nel MSD

3.16 La maggiore produzione da FRNP, 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 a salire e a scendere necessari a garantire il bilanciamento in tempo reale del sistema elettrico.

3.17 Per quanto concerne l'approvvigionamento dei **margini di riserva a salire**, gli esiti dell'analisi di Terna sullo scenario di lungo termine possono essere riassunti come segue:

- nei giorni feriali dei mesi di basso carico la capacità a salire per regolazione terziaria già disponibile in esito ai mercati dell'energia (di seguito: "*free headroom*") delle produzioni "inflexibili" (in particolare UP termoelettriche con vincoli di impianto o di rete) è sufficiente a coprire da solo il fabbisogno di riserva terziaria di sostituzione a salire per larga parte della giornata. Le punte di carico mattutine e serali saranno coperto in parte da unità idroelettriche di produzione e pompaggio e in parte da unità termoelettriche che potranno restare in servizio per una durata di 4-8 ore. Le unità termoelettriche avviate non potranno essere portate a potenza massima, poiché dovranno garantire la copertura del fabbisogno di riserva. Qualora le unità idroelettriche di produzione e pompaggio fossero impegnate alla produzione massima potrebbe verificarsi una condizione di scarsità per quanto concerne la disponibilità di riserva pronta (ciò in quanto, come discusso nel prosieguo del presente documento, ad oggi, esclusivamente le unità idroelettriche di produzione e pompaggio soddisfano i requisiti previsti nel Codice di rete per la fornitura del servizio di riserva pronta);
- nei giorni feriali dei mesi di alto carico, le produzioni "inflexibili" producono al massimo carico nelle ore centrali della giornata riducendo a zero la propria "*free headroom*". In tali ore il fabbisogno di riserva terziaria di sostituzione a salire sarà soddisfatto da unità termoelettriche tradizionali che potrebbero restare in servizio a carico parziale per un numero considerevole di ore nel corso della giornata. Le unità in servizio dovranno essere caratterizzate da un basso rapporto tra potenza minima e potenza massima, oppure i margini di riserva dovrebbero essere forniti da unità in grado di sincronizzarsi alla rete e raggiungere la potenza massima in tempi brevi. Come nei giorni di basso carico, le punte di carico mattutine e serali dovranno essere coperte con l'avviamento di unità termoelettriche aggiuntive la cui permanenza in servizio dovrà essere pari a 4-8 ore;
- nei giorni festivi con alto carico la situazione è qualitativamente simile a quella descritta al punto a). Nella punta serale risulta, tuttavia, necessario avviare unità termoelettriche con un tempo di permanenza in servizio pari a sole 4-6 ore;
- nei giorni festivi con basso carico le produzioni "inflexibili" coprono il fabbisogno di riserva a salire per quasi tutta la giornata, ad eccezione della punta serale. In queste

condizioni le unità idroelettriche di produzione e pompaggio saranno utilizzate in modo esteso nel corso della giornata (pompaggio) e la punta serale del fabbisogno di energia potrà essere utilizzata per ripristinare il livello degli invasi (produzione). Sebbene la riserva di sostituzione sia sostanzialmente coperta dal “*free headroom*” delle produzioni “inflexibili”, potrebbe verificarsi una situazione di scarsità di riserva pronta qualora le unità idroelettriche di produzione e pompaggio siano impiegate a potenza massima.

- 3.18 Per quanto concerne l’approvvigionamento dei **margini di riserva a scendere**, Terna esprime forte preoccupazione per il progressivo peggioramento negli anni della possibilità di fornire gli adeguati margini. Le maggiori criticità si riscontrano nelle ore centrali della giornata nei mesi di basso carico laddove il carico residuo risulta addirittura inferiore alla somma delle produzioni “inflexibili”.

Caratteristiche dei servizi di flessibilità necessari alla gestione in sicurezza del sistema elettrico in un contesto caratterizzato da elevata penetrazione di FRNP

- 3.19 Sulla scorta degli scenari precedentemente descritti, Terna ha individuato le seguenti esigenze funzionali a una gestione in sicurezza del sistema elettrico:

- a) la necessità di attivare la riserva terziaria di sostituzione, almeno per una quota parte significativa, il più possibile a ridosso del tempo reale a causa delle incertezze associate alle previsioni delle FRNP, che possono modificare in modo significativo sia l’ammontare di riserva necessaria che il momento in cui la riserva stessa deve essere attivata;¹²
- b) la necessità di mantenere in servizio le UP termoelettriche per tempi inferiori a quelli oggi tipici: ciò a causa del profilo della curva del carico residuo caratterizzato da intervalli di ore con carichi estremamente bassi seguiti da intervalli di ore con carichi elevati;
- c) la necessità di inseguimento di ripide rampe di presa di carico nelle ore serali, anche al fine di disporre di adeguati margini di riserva pronta;
- d) la necessità di estendere le risorse di dispacciamento in condizioni di ridurre, a seguito di un ordine di dispacciamento, la propria produzione, in modo da contribuire a garantire i necessari margini di riserva a scendere.

- 3.20 Terna ha altresì individuato le caratteristiche tecniche di un parco di generazione idoneo a soddisfare le suddette esigenze. Le analisi di Terna hanno condotto agli esiti seguenti:

- per soddisfare l’esigenza di cui al punto a) i tempi di avviamento delle UP termoelettriche¹³ (di seguito: TAVA) dovranno subire una sensibile riduzione. Per consentire una gestione di tipo “*just in time*” della riserva di sostituzione i TAVA dovrebbero attestarsi non oltre le 2 ore;
- per soddisfare le esigenze di cui ai punti a) e b) i tempi di permanenza in servizio (TPS) e i tempi di permanenza fuori servizio (TPFS) dovranno subire una sensibile riduzione. Per consentire più accensioni nel medesimo giorno i TPS dovrebbero attestarsi non oltre le 4 ore o, nel migliore dei casi, non oltre le 8 ore, mentre i TPFS dovrebbero attestarsi non oltre le 4-6 ore (ossia le ore che intercorrono fra il picco di

¹² La esigenza di attivare la riserva il più possibile a ridosso del tempo reale a causa delle incertezze associate alle previsioni delle FRNP sembrerebbe attualmente soddisfatta dal servizio di riserva pronta vedi par. 3.14 lettera b).

¹³ Allegato A.60 del Codice di Rete: è il tempo per il raggiungimento della potenza minima della unità di produzione nell’assetto considerato, a partire dal momento in cui l’unità di produzione riceve la comunicazione di avviamento (al netto del tempo di risposta), nell’ipotesi che tutti i gruppi dell’unità di produzione siano originariamente fuori servizio.

carico mattutino e l'inizio della rampa di carico serale);

- per soddisfare le esigenze di cui al punto c) i gradienti (GRAD) di presa di carico delle UP termoelettriche tradizionali dovranno subire un incremento verso i 50 MW/min;
- per soddisfare le esigenze di cui al punto d) occorrerà estendere l'abilitazione alla partecipazione al MSD a UP attualmente non abilitate.

Analisi dei parametri tecnici delle UP che compongono il parco impianti italiano

- 3.21 Ai fini dell'approvvigionamento di risorse su MSD, Terna seleziona le quantità di energia elettrica presentate in vendita o in acquisto non solo sulla base dei prezzi offerti (prezzo per l'offerta di Accensione, prezzo per l'offerta di Minimo, prezzi per le offerte di Altri Servizi, eccetera), ma altresì sulla base dei dati tecnici delle UP cui tali quantità afferiscono (TAVA, TPS, GRAD, eccetera).
- 3.22 I dati tecnici rappresentano, quindi, parte integrante e sostanziale dell'offerta di risorse di ciascuna UP poiché concorrono, al pari dei prezzi, alla scelta di una UP in luogo di un'altra.
- 3.23 Di seguito si esamina l'evoluzione dal 2011 ad oggi dei valori dei parametri TAVA, TPS e GRAD presentati dalle UP che compongono il parco impianti italiano al fine di:
- valutare la rispondenza dell'attuale parco di generazione con i requisiti individuati da Terna;
 - intercettare eventuali miglioramenti dei predetti parametri tecnici che sono stati conseguiti spontaneamente per effetto del dispiegarsi della concorrenza nel MSD;
 - apprezzare i benefici ottenuti dalle UP più flessibili in termini di maggiori quote di mercato nel MSD.

Rispondenza dell'attuale parco di generazione con i requisiti individuati da Terna

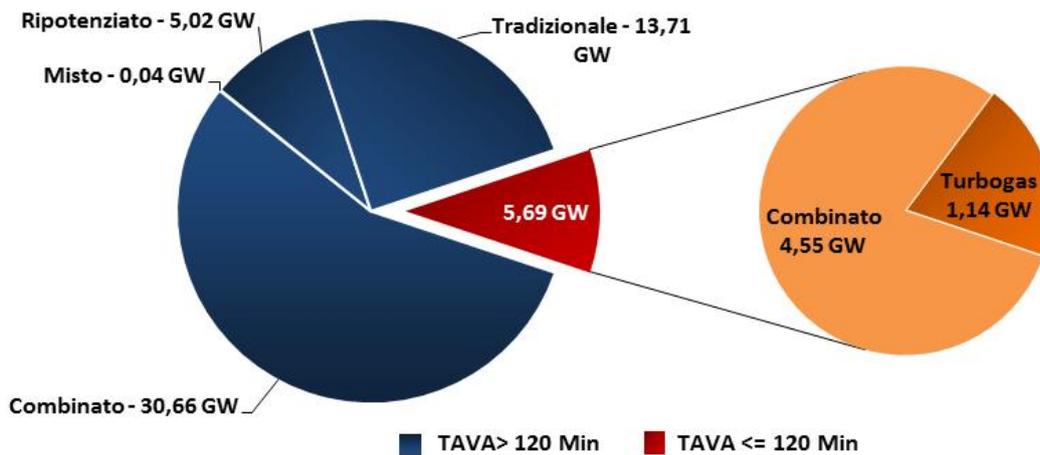
- 3.24 A seguito delle analisi sviluppate da Terna (vedi Allegato A), che hanno indicato come "opportuni" per una gestione *just in time* della riserva di sostituzione i valori dei dati tecnici indicati nel precedente paragrafo 3.20, l'Autorità, sulla base dei dati forniti da Terna, ha condotto un'analisi dei parametri di TAVA, TPS e GRAD comunicati giornalmente dagli operatori e valevoli ai fini della fase di programmazione del MSD per il triennio 2011-2013¹⁴.
- 3.25 L'esito del monitoraggio ha rilevato come, con riferimento all'anno 2013, il parco termoelettrico (formato da 164 UP) consti di sole 25 UP caratterizzate da valori dichiarati di TAVA mediamente non superiori alle 2 ore¹⁵, per una potenza massima oraria disponibile in tempo reale intorno ai 5,7 GW¹⁶. Tra tali unità compaiono: 13 UP con tecnologia termoelettrica turbogas a ciclo aperto (di seguito: Turbogas o TG), per una potenza massima oraria pari a circa 1,1 GW e 12 unità termoelettriche turbogas a ciclo combinato (di seguito: Cicli Combinati o CCGT), per una potenza massima oraria di circa 4,6 GW.

¹⁴ Il periodo di riferimento dell'analisi si è protratto da gennaio 2011 a settembre 2013.

¹⁵ Tale elenco è stato costruito escludendo le dichiarazioni delle UP nei giorni in cui quest'ultime non sono state disponibili nel MSD.

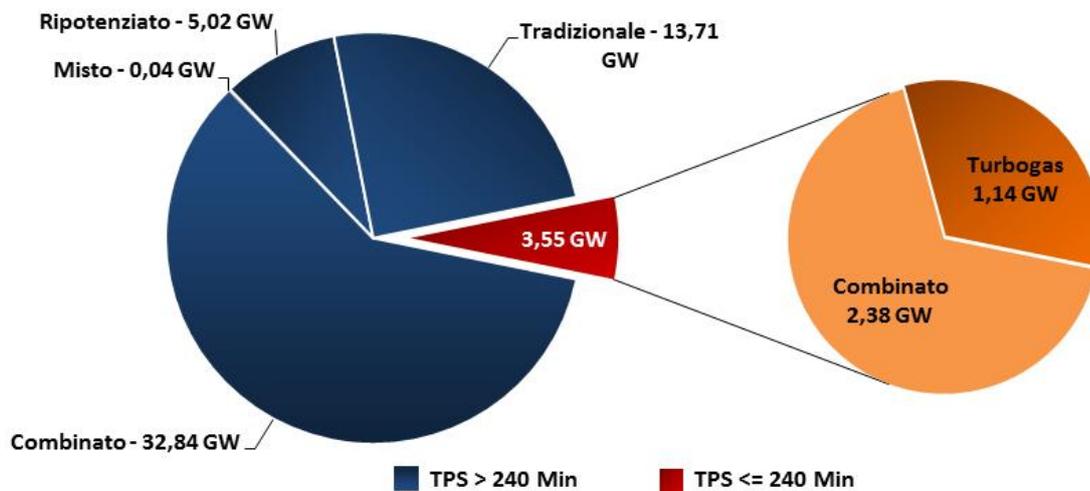
¹⁶ Il dato si riferisce al massimo delle potenze massime orarie, così come rilevate su RUP dinamico, registrate nel corso del 2013 per le UP localizzate nel territorio nazionale.

Figura 5: Distribuzione per Tecnologia e TAVA medio del Parco Termoelettrico e Totale delle Potenze Massime



3.26 L'analisi condotta sui TPS ha individuato 38 UP che hanno dichiarato nel corso del 2013 dei valori mediamente non superiori alle 8 ore. La massima potenza oraria resa disponibile sul mercato da tali UP è stata pari all'incirca a 10,8 GW. Tale insieme include: 13 Turbogas (1,1 GW) e 25 CCGT (9,7 GW). All'interno di tale insieme è possibile identificare un sottoinsieme di unità caratterizzate da livelli di TPS estremamente bassi, generalmente inferiori alle 4 ore. Tale sottoinsieme, composto da 20 UP per una potenza complessiva di circa 3,5 GW, include 7 CCGT (2,4 GW) e 13 Turbogas (1,1 GW).

Figura 6: Distribuzione per Tecnologia e TPS medio del Parco Termoelettrico e Totale delle Potenze Massime



3.27 I dati incrociati di TAVA e TPS fanno emergere la presenza di un gruppo di UP con caratteristiche tecniche potenzialmente rientranti tra quelle individuate da Terna come consoni ad un parco "flessibile" ($TPS \leq 4$ ore e $TAVA \leq 2$ ore). Allo stato attuale, tale gruppo sarebbe costituito da un insieme di 20 UP per una potenza massima oraria resa disponibile che ammonta a circa 3,5 GW, inclusivo di 13 Turbogas e 7 CCGT.¹⁷

3.28 Con riferimento ai dati comunicati di GRAD (minimo tra gradiente di presa e rilascio del carico), il parco elettrico mostra una grande varietà di valori a seconda del tipo tecnologico considerato. Nello specifico, i più alti valori di GRAD¹⁸ sono associati ad unità di produzione e pompaggio (media annuale del gradiente dichiarato nel 2013 pari a circa 187 MW/min), al

¹⁷ Cinque dei CCGT che hanno fatto registrare un TAVA inferiore alle 2 ore, hanno fatto registrare un TPS superiore alle 8 ore. È verosimile che la mancata riduzione dei TPS di tali UP sia riconducibile, non tanto a vincoli tecnici dei rispettivi impianti, ma bensì a vincoli a rete integra che tali impianti possono risolvere.

¹⁸ Il dato si riferisce all'insieme delle sole unità di produzione abilitate al MSD.

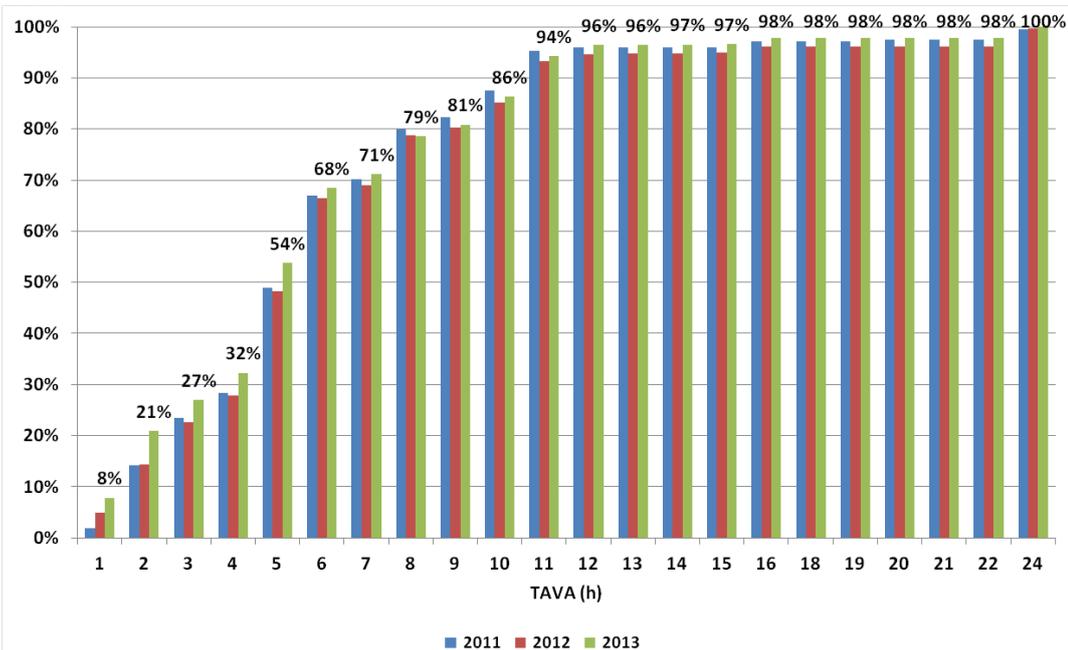
secondo posto si collocano i valori di GRAD relativi alle unità di tipo idroelettrico (18 MW/min) e al terzo posto quelli relativi alle unità di tipo termoelettrico (8 MW/min). Tra le UP termoelettriche i valori del GRAD si differenziano, ulteriormente, in base al sottotipo di tecnologia. Infatti, il gradiente medio delle UP presenti nel MSD nel corso del 2013 è risultato essere pari a circa 2 MW/min per le UP Tradizionali, 7 MW/min per i Turbogas e 14 MW/min per i CCGT.

- 3.29 Restrungendo l'attenzione sui CCGT con $TPS \leq 4$ ore e $TAVA \leq 2$ ore, si è inoltre osservato come le UP appartenenti a tale gruppo facciano registrare, nel corso del 2013, valori del GRAD superiori, in media, ai rimanenti impianti dello stesso sottotipo tecnologico. La media dei primi si attesta, infatti, intorno ai 20 MW/min, contro i 13 MW/min dei restanti CCGT.
- 3.30 Le UP termoelettriche con un gradiente nell'intorno dei 50 MW/min (requisito previsto dal Codice di Rete per l'abilitazione alla fornitura del servizio di riserva pronta) rappresentano un numero estremamente esiguo del totale. Nel corso del 2013, si registrano, infatti, solo 3 CCGT con gradiente medio maggiore o uguale ai 40 MW/min.

Evoluzione del parco di generazione dal 2011 a oggi

- 3.31 Il monitoraggio delle dichiarazioni giornaliere dei TAVA ha mostrato, per l'anno 2013, un aumento del numero di dichiarazioni con un TAVA inferiore alle 24 ore per gli impianti CCGT, come osservabile dall'andamento delle distribuzioni cumulate delle dichiarazioni per il triennio 2011-2013 riportate in Figura 7 insieme ai valori percentuali registrati nel 2013.¹⁹

Figura 7: Distribuzione delle dichiarazioni sui valori di TAVA effettuate dalle UP con tecnologia CCGT nel triennio 2011-2013

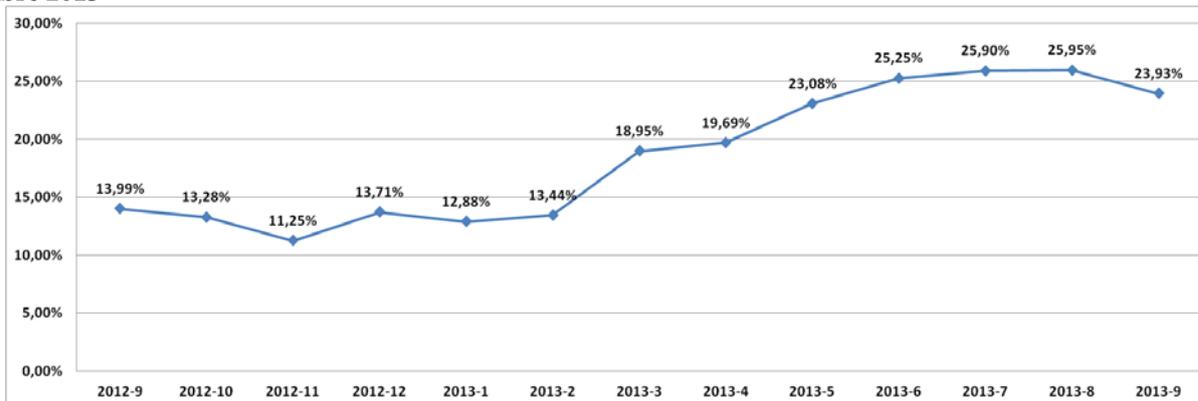


- 3.32 Nello specifico è possibile individuare un progressivo aumento delle dichiarazioni dei CCGT indicanti un TAVA inferiore o uguale alle 2 ore. Il trend mensile delle dichiarazioni, indicato in Figura 8, mostra, infatti, una maggiore frequenza di tali tempi di avviamento a partire dal mese di marzo di quest'anno.

¹⁹ Le distribuzioni mostrano la percentuale di dichiarazioni inferiori o uguali al valore indicato al TAVA in ascissa. Queste non includono le dichiarazioni delle UP essenziali (almeno in un periodo nell'arco del triennio 2011-2013) per la sicurezza del mercato elettrico e le dichiarazioni nei giorni di indisponibilità dell'UP al MSD.

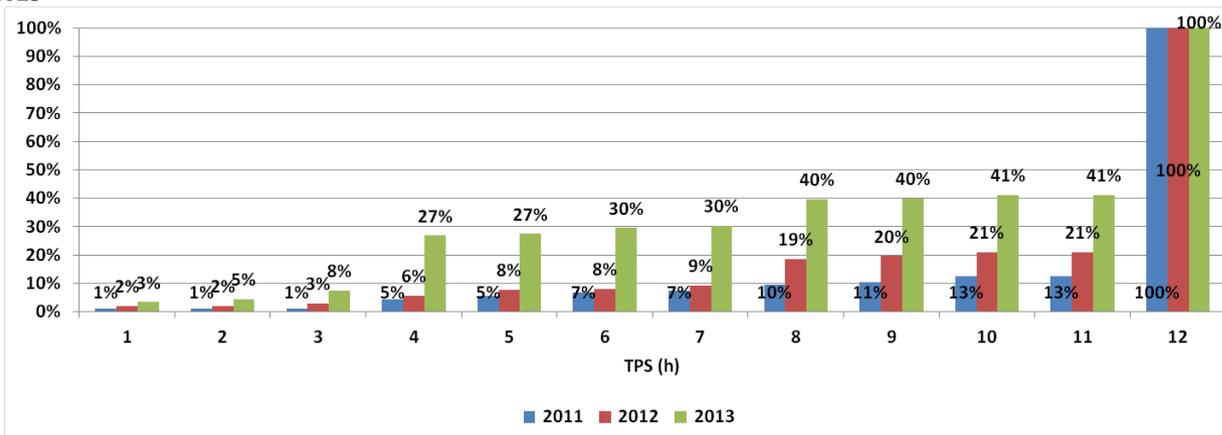
²⁰ Il periodo di riferimento dell'analisi si è protratto da gennaio 2011 a settembre 2013.

Figura 8: Percentuale delle dichiarazioni dei CCGT con TAVA non superiori ai 120 minuti da settembre 2012 a settembre 2013



3.33 La distribuzione cumulata delle dichiarazioni giornaliere dei TPS mostra per i CCGT un sensibile aumento delle dichiarazioni con valori inferiori rispettivamente alle 4 e alle 8 ore, come si può notare dalla figura sottostante. Le dichiarazioni dei CCGT con TPS non superiore a 4 ore passano dal 5% nel 2011 al 6% nel 2012 ed infine al 27% nel corso del 2013. Le dichiarazioni dei CCGT con TPS non superiore a 8 ore passano dal 10% nel 2011 al 19% nel 2012 ed infine al 40% nel corso del 2013.

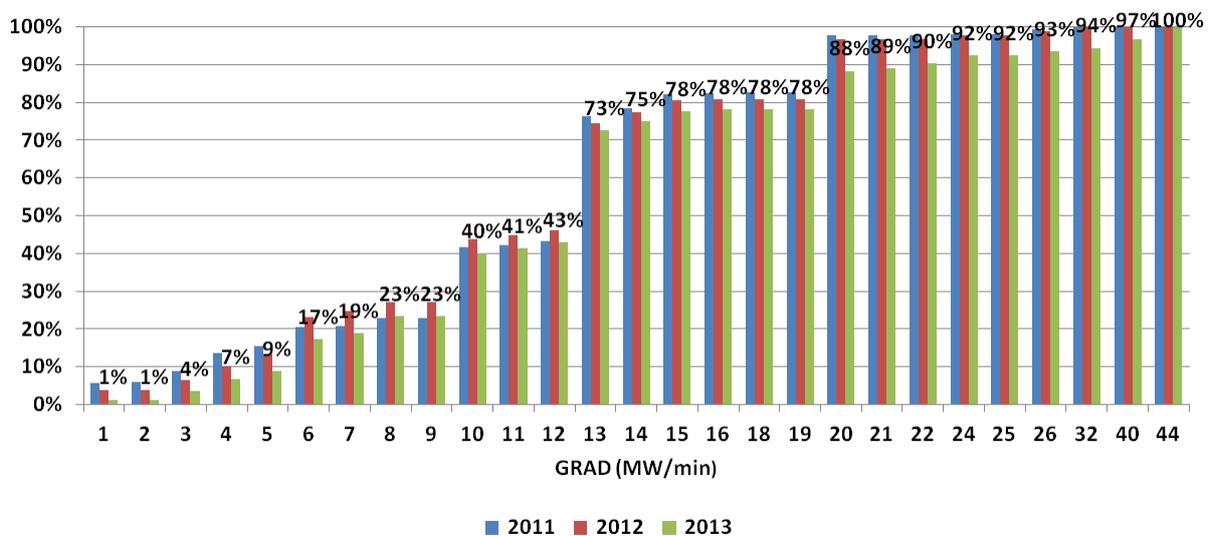
Figura 9: Distribuzione delle dichiarazioni sui valori di TPS effettuate dalle UP con tecnologia CCGT nel trienni 2011-2013



3.34 La distribuzione cumulata delle dichiarazioni del GRAD, con riferimento ai soli CCGT, mostra una leggera riduzione del numero di dichiarazioni con valori inferiori a 44 MW/min ed un aumento del numero delle dichiarazioni con valori di GRAD compresi tra i 30 MW/min ed i 44 MW/min (vedi Figura 10). L'aumento di quest'ultimi riduce, senza però eliminare, il divario attualmente esistente tra i valori comunicati del GRAD ed il valore soglia indicato nel Codice di Rete per la fornitura di riserva pronta (50 MW/min), prestazione oggi fornita esclusivamente dalle unità di produzione e pompaggio. Va comunque aggiunto che, allo stato attuale, solo un numero limitato di CCGT ha comunicato valori del GRAD mediamente superiori ai 40 MW/min²¹.

²¹ Il numero di UP che erano disponibili sul MSD ed hanno comunicato, nel corso del 2013, valori di GRAD mediamente superiori o uguali ai 40 MW/min ammonta a sole 3 unità.

Figura 10: Distribuzione delle dichiarazioni dei valori di GRAD effettuate dalle UP con tecnologia CCGT nel triennio 2011-2013



3.35 I trend descritti nei paragrafi precedenti evidenziano la capacità dei CCGT che costituiscono il parco produttivo nazionale di riuscire a migliorare i valori dei propri TPS in maniera più consistente rispetto ai valori del TAVA e del GRAD. Ciò lascia presupporre, una minore flessibilità degli impianti rispetto a questi ultimi parametri.

Q1 Si invitano gli operatori ad esprimere le proprie considerazioni in merito al grado di flessibilità dei rispettivi impianti nel ridurre i TAVA e nell'aumentare i GRAD, indicando fattibilità, tempi e costi.

Esiti del mercato per le UP corrispondenti alle caratteristiche individuate da Terna

3.36 A parità di altri fattori (prezzi offerti, potenza minima e massima) le UP che presentano parametri tecnici tali da renderle più flessibili dovrebbero già oggi beneficiare di un maggior numero di attivazioni nel MSD.

3.37 Per valutare i suddetti benefici è stato necessario definire un insieme di UP caratterizzate da parametri tecnici omogenei e più performanti rispetto alla media. A tal fine è stato definito un gruppo di “controllo” formato da quelle UP caratterizzate da TAVA < 2 ore e TPS < 4 ore.

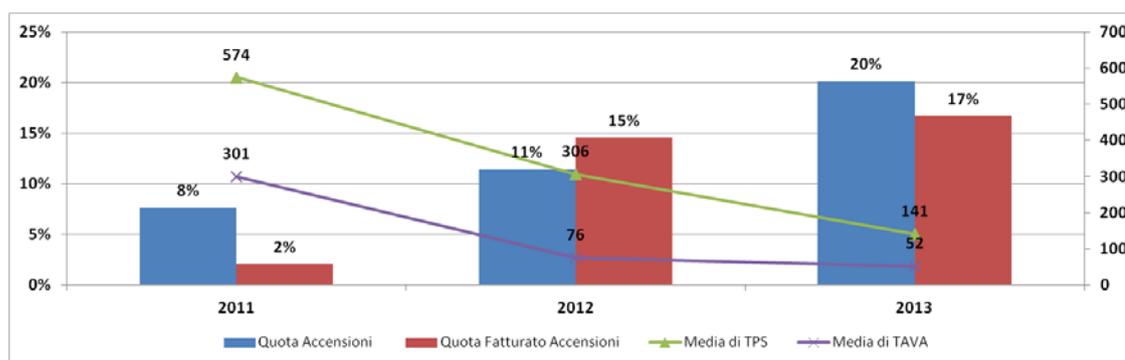
3.38 La selezione di tali UP è l'esito dell'osservazione di due fenomeni:

- i parametri tecnici delle UP selezionate sono stati individuati da Terna come maggiormente rispondenti alla necessità di una gestione flessibile della riserva di sostituzione;
- le UP appartenenti a tale gruppo mostrano un sensibile trend decrescente sia per i valori medi di TAVA che di TPS nell'arco di tutto il periodo di analisi, a fronte di una riduzione contenuta (o addirittura nulla o in controtendenza) da parte delle rimanenti UP.

3.39 Nel valutare l'impatto sul mercato dei parametri precedentemente descritti, l'Autorità ha ritenuto opportuno soffermarsi esclusivamente sul numero e la remunerazione degli avviamenti (“gettone di accensione”) richiesti alle UP nel MSD. Tale scelta risulta giustificata dalla più verosimile correlazione tra i parametri tecnici summenzionati e la pianificazione degli avviamenti effettuata da Terna sia e principalmente nella fase di programmazione del MSD (MSD ex-ante) che, in maniera residuale, nella fase di gestione del tempo reale (MB).

- 3.40 Il gruppo di controllo risulta pertanto composto da 7 CCGT su un totale di 86 CCGT²² nell'arco dei tre anni. Sono invece escluse dall'analisi le unità con tecnologia Turbogas che, nel periodo in esame, non risultavano ancora abilitate alla presentazione di offerte di avviamento.
- 3.41 Dall'analisi emerge una chiara tendenza delle UP appartenenti al gruppo di controllo a rafforzare la propria posizione di mercato, sia in termini di numero di avviamenti remunerati che di fatturato corrisposto. Nello specifico i CCGT che hanno costantemente ridotto i valori medi di TAVA e TPS hanno aumentato le loro quote sul totale delle accensioni remunerate passando dal 8% del 2011 al 20% del 2013. In termini di remunerazione, la quota sul fatturato complessivo di tali UP sale dal 2% del 2011 al 17% del 2013 come mostra la Figura 11, che include anche gli andamenti del TPS e del TAVA medio annuo calcolati sulle dichiarazioni giornaliere degli operatori²³.

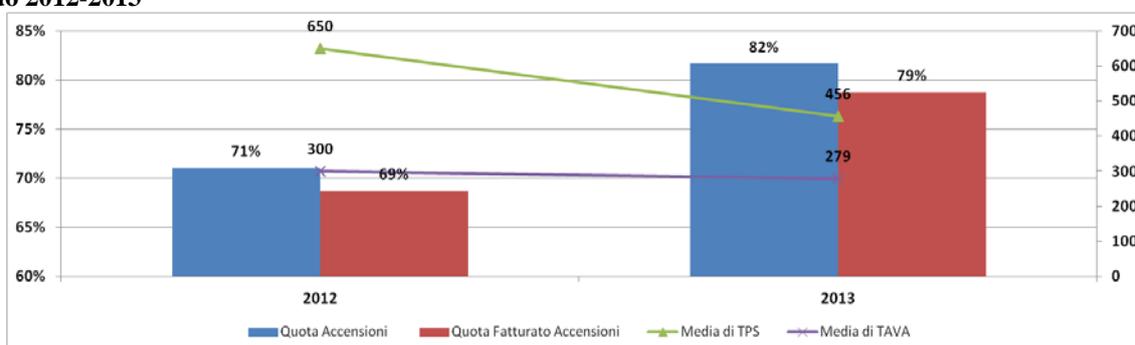
Figura 11: Quote di avviamento e fatturato delle UP di controllo e valori medi di TPS e TAVA nel periodo 2011-2013.



* I valori in minuti di TAVA e TPS sono riportati in scala sull'asse destro

- 3.42 Al fine di aumentare la robustezza dell'analisi ed ampliare il numero di UP, in un secondo controllo sono stati aggiunti al gruppo di controllo anche tutti i CCGT che hanno ridotto il TPS medio annuo dal 2012 al 2013. Tale inclusione è volta a catturare l'effetto di riduzione dei TPS, registrato per il gruppo non di riferimento, successivamente ai primi mesi del 2013. Il numero di UP incluse nell'analisi è così salito a 51 CCGT, per le quali vengono quindi mostrati i valori per i soli anni 2012 e 2013 in Figura 12. Mentre l'analisi conferma una sostanziale immobilità per i valori di TAVA, il TPS medio del nuovo insieme si è sensibilmente ridotto arrivando a circa 460 minuti nel corso del 2013. Come è possibile osservare, la quota di accensioni delle UP considerate passa dal 71% al 82% mentre la loro quota di fatturato sale dal 69% all' 79%.

Figura 12: Quote di avviamento e fatturato del gruppo ampliato di controllo e valori medi di TPS e TAVA nel periodo 2012-2013



²² Sono escluse dall'analisi le UP indicate come essenziali almeno una volta nel triennio 2011-2013. Con l'aggiunta di queste ultime il numero totale di CCGT che compongono il campione sale a 92.

²³ Al fine di rendere i dati paragonabili l'analisi si è soffermata sui primi nove mesi di ciascun anno.

3.43 Alla luce dei risultati sopra illustrati è ragionevole concludere che ad una riduzione dichiarata dei parametri di TAVA e TPS sia corrisposto, per le UP, un rafforzamento delle quote di mercato e dei valori remunerati per le accensione ordinate nel MSD.

Proposte di revisione del MSD

3.44 Nella parte conclusiva dell'analisi dei servizi di flessibilità, Terna ha formulato alcune proposte di revisione del MSD finalizzate a favorire un incremento di efficienza nell'approvvigionamento e utilizzo delle risorse.

3.45 In particolare, dopo aver asserito di non ravvisare l'esigenza di introdurre servizi di dispacciamento aggiuntivi caratterizzati da specifici fabbisogni, ha sviluppato alcune proposte di revisione del MSD che mirano: *“a incentivare, attraverso una adeguata articolazione delle offerte, opportune prestazioni di flessibilità delle unità di produzione. Tali prestazioni assolvono a servizi contemplati nell'attuale Codice di Rete, quali la riserva di sostituzione o il bilanciamento”*.

3.46 Nello specifico, le proposte di Terna possono essere riassunte come segue:

- a) l'introduzione della **prestazione di pronto avviamento**. Tale prestazione consiste in una modalità di fornitura di riserva terziaria di sostituzione e si configura come la disponibilità dell'utente del dispacciamento a:
 - i) predefinire, entro i tempi di formulazione delle offerte per MSD-ex ante in D-1, una finestra temporale nel giorno D all'interno della quale, se richiesto in tempo reale, l'UP è in condizioni di sincronizzarsi alla rete e raggiungere il minimo tecnico non oltre i 120 minuti dall'ordine di dispacciamento;
 - ii) richiedere un TPS non superiore a 4 ore;
 - iii) ricevere un corrispettivo, ad esempio a titolo di opzione, definito dallo stesso utente e che remunera la disponibilità a prestare il servizio nei termini di cui sopra;
- b) la **riduzione del TPS** attraverso l'articolazione dell'attuale offerta di accensione in funzione dei TPS al fine di consentire all'utente del dispacciamento di esprimere valori più elevati di offerta in corrispondenza di TPS più ristretti;
- c) l'introduzione della prestazione di **bilanciamento rapido**. Tale prestazione consiste nella fornitura, in tempo reale, del servizio di bilanciamento, in aumento o in diminuzione, con gradiente superiore ad una soglia minima, da predefinire in funzione della taglia e della tecnologia dell'UP, al netto della quantità fornita per l'utilizzo della riserva secondaria. La remunerazione della prestazione potrebbe avvenire tramite una componente aggiuntiva, a premio rispetto a quella delle offerte per Altri Servizi. A tal fine sarebbero introdotte nuove componenti di offerta, separatamente in vendita e in acquisto, concettualmente simili alle offerte ad oggi presentate per RS;
- d) l'**abilitazione**, eventualmente su base volontaria, **delle UP rilevanti FRNP** alla fornitura di determinati servizi approvvigionati nel MSD, quali in particolare la risoluzione delle congestioni e il bilanciamento a scendere.

4. Orientamenti finali dell'Autorità

- 4.1 Lo scopo di questa sezione è quello di illustrare gli orientamenti finali dell'Autorità sulle modalità di selezione e remunerazione dei servizi di flessibilità. L'intento è quello di individuare le revisioni da apportare al disegno del MSD al fine di migliorarne il funzionamento nell'attuale contesto caratterizzato da elevata penetrazione da FRNP.
- 4.2 Gli orientamenti finali dell'Autorità sono definiti a partire dalla disamina degli aspetti tecnico-economici sottostanti le singole proposte formulate da Terna nell'ambito dell'analisi dei servizi di flessibilità (vedi sezione precedente, par. 3.46). Tali proposte saranno discusse, e valutate anche sulla base dei seguenti elementi:
- a) la conformità con i criteri di efficienza definiti al par. 1.31 del documento per la consultazione 508/2012/R/eel;
 - b) la coerenza con gli esiti delle analisi di cui alla Sezione 3 del presente documento.

Prestazione di pronto avviamento

- 4.3 Nell'analisi dei servizi di flessibilità Terna propone l'introduzione della prestazione di pronto avviamento che viene descritta come una modalità più "flessibile" di fornitura del servizio di riserva terziaria di sostituzione da parte delle UP.²⁴ Tale maggiore flessibilità viene definita da Terna in termini di:
- TAVA inferiori a 120 minuti; e
 - TPS inferiori a 240 minuti.
- 4.4 Prima di discutere nel dettaglio la proposta di Terna e gli orientamenti finali dell'Autorità, si ritiene opportuno richiamare brevemente:
- alcuni aspetti relativi alla definizione del servizio di riserva terziaria di sostituzione contenuti nel Codice di Rete; e
 - gli esiti dell'analisi condotta da RSE sugli aspetti tecnico economici che caratterizzano la prestazione di avviamento dei CCGT (ALLEGATO B).

Il servizio di riserva terziaria di sostituzione

- 4.5 Nella versione del Codice di Rete attualmente in vigore il servizio di riserva terziaria di sostituzione a salire (scendere) è definito nei termini seguenti: "*incremento (decremento) di produzione che può essere immesso (prelevato) in rete, su richiesta del Gestore, da unità di produzione in servizio e che può essere sostenuto senza limitazioni di durata*".
- 4.6 Nella versione del Codice di Rete che entrerà in vigore nel corso del prossimo anno la definizione di riserva terziaria di sostituzione a salire (scendere) è stata modificata in modo tale da far ricadere nell'ambito del servizio qualsiasi "*incremento (decremento) di produzione che può essere immesso (prelevato) in rete entro 120 minuti dalla richiesta del Gestore e che può essere sostenuto senza limitazioni di durata*".
- 4.7 La modifica del Codice di Rete afferente il servizio di riserva terziaria di sostituzione anticipa, in parte, le esigenze di flessibilità evidenziate da Terna nell'analisi dei servizi di flessibilità, prevedendo la possibilità di approvvigionare il predetto servizio, oltre che dalle UP che risultano in servizio (ossia già sincronizzate alla rete) in esito ai mercati dell'energia o alla fase di programmazione del MSD, anche dalle UP in grado in grado di sincronizzarsi alla

²⁴ Terna non definisce il pronto avviamento come un servizio di dispacciamento a sé stante, ma bensì come una prestazione, tant'è che non ne definisce il fabbisogno.

rete in meno di 120 minuti. L'obiettivo di tale modifica è, tra le altre cose, quello di spostare le azioni di re-dispacciamento finalizzate all'approvvigionamento dei margini di riserva terziaria il più possibile in prossimità del tempo reale riducendone in questo modo i volumi. In coerenza con gli esiti dell'analisi dei servizi di flessibilità si potrebbe prevedere di arricchire ulteriormente la definizione di riserva terziaria di sostituzione affiancando al requisito implicito di un TAVA inferiore a 120 minuti per UP non sincronizzate alla rete, ulteriori requisiti in termini di TPS e TPFS massimi per le UP che intendono prestare il servizio.

4.8 La definizione del servizio di riserva terziaria di sostituzione che sarà in vigore a partire dal 2014 implica un rapporto di perfetta sostituibilità tra:

- il servizio di riserva di sostituzione fornita da UP già sincronizzate alla rete (di seguito: riserva rotante);
- il servizio di riserva di sostituzione fornita da UP in grado di sincronizzarsi alla rete in meno di 120 minuti (di seguito: riserva non rotante).

Dallo scenario di lungo termine tracciato da Terna si può supporre come l'esigenza di garantire la sicurezza del sistema in un contesto di elevata penetrazione delle FRNP e quindi di basso carico residuo potrebbe determinare la necessità, ossia il vincolo, di approvvigionare una quota della riserva di sostituzione esclusivamente su UP in grado di sincronizzarsi alla rete in tempi ridotti. In tal caso, la sicurezza del sistema elettrico dipenderebbe dal grado di flessibilità del parco elettrico. Nel caso in cui il parco italiano non fosse idoneo a soddisfare il fabbisogno complessivo di riserva terziaria di sostituzione si potrebbero verificare frequenti distacchi di carico con conseguenti *spike* di prezzo che segnalerebbero agli operatori l'opportunità di rendere più flessibili i propri impianti.

4.9 Qualora le previsioni di Terna indicassero con un ragionevole grado di certezza la possibilità che in futuro si verificano situazioni di scarsità di riserva terziaria di sostituzione non rotante, potrebbe essere opportuno prevedere la contrattazione a termine del servizio. Il ricorso a contratti a termine per l'approvvigionamento del servizio avrebbe una duplice finalità:

- in primo luogo, fornirebbe un'indicazione agli operatori della quantità di riserva terziaria di sostituzione non rotante necessaria a garantire la sicurezza del sistema nel medio-lungo periodo; ciò incentiverebbe gli operatori ad anticipare eventuali investimenti necessari per fornire il servizio;
- in secondo luogo, garantirebbe una "assicurazione" per il consumatore finale contro il rischio di elevati prezzi futuri;

4.10 A regolazione vigente (art. 5 e 6, della deliberazione n. 111/06) Terna possiede già la facoltà di concludere contratti di approvvigionamento a termine per i servizi di dispacciamento previa autorizzazione dell'Autorità. Tali contratti di approvvigionamento a termine svolgerebbero una funzione complementare rispetto al nuovo mercato della capacità. Da un lato, infatti, il nuovo mercato della capacità è disegnato in modo tale da assicurare "l'adeguatezza" del sistema elettrico nel suo complesso attraverso l'approvvigionamento a termine di capacità di generazione senza particolari requisiti dinamici; dall'altro lato, i contratti a termine su specifici servizi di dispacciamento sono disegnati in modo tale da assicurare la "flessibilità" del sistema elettrico attraverso l'approvvigionamento a termine di una quota parte della capacità complessiva con specifiche caratteristiche dinamiche. Al fine di consentire che la contrattazione a termine di specifici servizi di dispacciamento produca esiti efficienti occorre che:

- Terna definisca la riserva terziaria di sostituzione non rotante (o pronto avviamento) come un servizio di dispacciamento a sé stante e ne calcoli il relativo fabbisogno;

- i contratti a termine, in analogia con la struttura del contratto standard del nuovo mercato della capacità, dovrebbero avere la struttura di opzione su capacità produttiva reale con un orizzonte di pianificazione coerente coi tempi di realizzazione degli interventi per flessibilizzare gli impianti (per esempio, gli interventi idonei a ridurre i TAVA sotto le 2 ore) e un periodo di consegna annuale o pluriennale. Lo *strike* potrebbe essere fissato in misura analoga a quello previsto per i citati contratti standard. La differenza con i contratti per la capacità è che si tratterebbe di capacità di riserva con specifiche caratteristiche dinamiche. Le modalità di negoziazione a termine della capacità di riserva flessibile dovrebbero altresì essere coordinate con il nuovo mercato della capacità, in modo tale da evitare il rischio di una doppia remunerazione della stessa capacità.

Q2 Si ritiene che la riserva rotante e non rotante, come descritte al par. 4.8, siano perfetti sostituti e che quindi non vi sia l'esigenza di segmentare il servizio di riserva terziaria di sostituzione?

Q3 Si condividono i criteri individuati al par. 4.10 ai fini di un'efficiente contrattazione a termine dei servizi di riserva, anche al fine di offrire agli operatori una copertura sui rischi connessi a ulteriori investimenti in flessibilità?

Esiti dello studio condotto da RSE sugli aspetti tecnico-economici che caratterizzano la prestazione di avviamento fornita dai CCGT

- 4.11 Se da un lato l'analisi dei dati riportata nella sezione precedente evidenzia come negli ultimi tre anni il dispiegarsi della concorrenza nel MSD abbia determinato una progressiva riduzione dei TPS presentati dalle UP termoelettriche, specialmente dai cicli combinati, dall'altro lato è emersa una minore tendenza da parte degli utenti del dispacciamento a ridurre i TAVA e/o ad aumentare i GRAD delle relative UP. Attualmente, infatti, solo i Turbogas, le UP di produzione e pompaggio, le UP idroelettriche a bacino e serbatoio e un insieme limitato di CCGT presentano dei TAVA non superiori alle 2 ore.
- 4.12 La rigidità dei CCGT in relazione alla riduzione dei propri TAVA potrebbe rendere tecnicamente più complessa ed economicamente più onerosa la costituzione dei margini di riserva terziaria di sostituzione a salire nelle ore centrali della giornata, ore in cui la produzione da FRNP riduce la porzione di carico soddisfatta da UP termoelettriche con capacità di regolazione. In linea teorica, tale rigidità potrebbe essere dovuta ai seguenti fattori:
- a) **configurazione tecnologica dell'impianto:** la configurazione tecnologica di molti impianti potrebbe non essere adeguata a consentire un'immediata riduzione dei TAVA al di sotto delle 2 ore. Per ridurre i propri TAVA questi impianti dovrebbero subire interventi di ammodernamento che potrebbero essere attuati in tempi relativamente brevi (settimane o mesi) ma comportare costi fissi di investimento non trascurabili;
 - b) **rischiosità insita nelle modalità di presentazione delle offerte nel MSD:** è possibile che la riduzione dei TAVA abbia un impatto non trascurabile sulla struttura dei costi dei CCGT. L'attuale modalità di presentazione delle offerte nel MSD potrebbe, tuttavia, non consentire agli operatori di riflettere in modo efficiente la struttura dei costi associati al diverso grado di flessibilità delle prestazioni fornite. Ciò potrebbe comportare un aumento della rischiosità associata alla fornitura di talune prestazioni.
- 4.13 I due fattori di cui al paragrafo precedente sono stati posti in evidenza anche da diversi

operatori nell'ambito delle rispettive osservazioni al documento per la consultazione 508/2012/R/eel. In particolare, un operatore, dopo aver sottolineato che *“con il sistema di remunerazione attuale nessun produttore è invogliato a effettuare gli investimenti necessari a diminuire i tempi di avviamento né a sostenere i costi per tenere caldo l'impianto per una eventuale chiamata di poche ore durante il picco serale”* ha espresso la seguente proposta di miglioramento dell'attuale sistema di remunerazione del MSD *“nel caso della disponibilità all'avviamento in tempi rapidi, si tratta di remunerare non solamente l'energia immessa in rete in caso di chiamata in servizio, ma anche la disponibilità stessa all'avviamento per la quale gli operatori sostengono dei costi per il mantenimento in temperatura degli impianti e la presenza del personale in loco”*.²⁵

- 4.14 Per meglio valutare l'incidenza dei due fattori di cui al paragrafo 4.12 lettere a) e b) e per stabilire se dar seguito alla proposta di Terna relativa all'introduzione della prestazione di pronto avviamento, l'Autorità si è servita della collaborazione di RSE che, nell'ambito della propria attività di Ricerca di Sistema, ha condotto uno studio avente ad oggetto gli aspetti tecnico-economici che caratterizzano la prestazione di avviamento fornita dai CCGT.
- 4.15 Di seguito sono riportati i passaggi più significativi dello studio condotto da RSE; la versione integrale sarà, invece, allegata al presente provvedimento (ALLEGATO B).
- 4.16 Oltre alla descrizione degli aspetti tecnici che caratterizzano la manovra di avviamento, lo studio di RSE contiene una disamina dei diversi interventi ingegneristici che potrebbero favorire la riduzione dei TAVA dei CCGT concepiti per un funzionamento di tipo *base-load*.²⁶ RSE stima un margine di riduzione dei TAVA pari a circa il 60% rispetto ai valori attualmente osservati. Tale margine di riduzione dei TAVA è stimato come somma dei seguenti contributi:
- -50% in esito a interventi volti a mantenere il Generatore di Vapore a Recupero (di seguito: GVR) a prefissati livelli minimi di pressione e temperatura attraverso:
 - sistemi passivi come ad esempio l'imbottigliamento; e
 - sistemi attivi come ad esempio l'utilizzo di vapore ausiliario per alimentare le tenute della turbina onde evitare di perdere il vuoto al condensatore;
 - -10% in esito a interventi volti ad automatizzare e ottimizzare la manovra di avviamento.
- 4.17 Lo studio di RSE fornisce, inoltre, una stima dei costi fissi di investimento che un CCGT concepito per un funzionamento di tipo *base-load* dovrebbe sostenere per ridurre il TAVA del 50% circa e una descrizione della struttura dei costi variabili connessi alla prestazione di pronto avviamento.
- 4.18 Per quanto concerne i costi fissi, si stimano in 10 milioni di euro circa gli investimenti per l'ammodernamento dell'UP ai fini della riduzione dei TAVA.²⁷ Risulta, quindi, confermato il fattore di cui al paragrafo 4.12 lettera a).

²⁵ Con riferimento all'osservazione citata non si comprende, tuttavia, la relazione che intercorre tra i costi sostenuti per il pronto avviamento e la presenza in loco del personale della centrale. Di norma, infatti, i cicli combinati sono sempre presidiati da personale tecnico e non solo nelle ore di avviamento.

²⁶ Le esigenze di flessibilità e velocità di avviamento dei cicli combinati sono state pienamente recepite dai costruttori che operano nel settore e questi ultimi, a seguito di un'ampia ed integrale revisione dei progetti di riferimento degli impianti a ciclo combinato nel proprio portafoglio, promettono attualmente ai propri clienti tempi di avviamento da caldo a 30 min con gradienti di potenza nell'ordine di 50 MWe/min.

²⁷ Tale ammontare rappresenta una stima preliminare e non esaustiva. E', infatti, possibile che i costi fissi di investimento varino da impianto a impianto. Una stima più precisa può essere fatta solo in fase progettazione specifica degli interventi di aggiornamento studiati per un dato impianto.

4.19 In relazione alla struttura dei costi sostenuti da un UP per effettuare una prestazione di pronto avviamento si sottolineano i due aspetti seguenti:

- alla progressiva riduzione dei tempi di avviamento ottenuti grazie all'ammodernamento dell'UP si associa una corrispondente riduzione dell'extra consumo di combustibile originato dalla manovra di avviamento e quindi un costo inferiore connesso alla singola manovra di avviamento: ciò in quanto trattasi di avviamenti da caldo o da tiepido invece che avviamenti da freddo;
- l'utilizzo di sistemi attivi per il mantenimento di una prefissata pressione e temperatura minima del GVR implica un extra consumo di combustibile nell'arco temporale in cui l'impianto deve essere in grado di eseguire una prestazione di pronto avviamento su richiesta di Terna, a prescindere dal fatto che la prestazione gli sia effettivamente richiesta (ossia a prescindere dal fatto che gli pervenga un ordine di avviamento). La procedura di arresto dei CCGT in configurazione *base load* può prevedere l'immediata apertura degli sfiati e la pressoché immediata depressurizzazione dei corpi cilindrici in seguito all'espulsione del vapore. In questo caso l'utilizzo di un sistema attivo per mantenere prefissati livelli minimi di pressione e temperatura richiede la produzione di vapore ausiliario per un tempo pari all'intero periodo di fermata dell'UP. Nel caso di utilizzo anche di sistemi passivi (imbottigliamento), l'inerzia termica assicurata da questi ultimi (che può preservare la pressione e la temperatura del GVR sopra i livelli minimi prefissati sino a un massimo di 20 ore dopo l'arresto) consentirà di limitare la produzione di vapore ausiliario alla parte del periodo di fermata in cui l'effetto di tale inerzia è divenuto insufficiente. In ogni caso, la produzione di vapore ausiliario, si associa a un corrispondente consumo di combustibile. L'extra consumo di combustibile sarà funzione del numero di ore di durata della fermata al netto delle ore in cui il GVR beneficia dell'inerzia termica assicurata dai sistemi passivi. Ad esempio, in caso di fermata nel fine settimana (48h) con immediata apertura degli sfiati, l'utilizzo di un sistema attivo per mantenere una pressione minima di circa 2 – 3 bar richiederebbe l'utilizzo di vapore ausiliario (circa 3t/h a 8 bar) per un tempo pari all'intero periodo di fermata dell'impianto, a tale vapore sarà associato un corrispondente consumo di combustibile. Nel caso di imbottigliamento del GVR la depressurizzazione risulta molto più lenta e in caso di fermata nel fine settimana l'utilizzo di sistemi attivi sarebbe inutile oppure limitato a poche ore.

Sembra, quindi, essere confermato anche il fattore di cui al paragrafo 4.12 lettera b).

Revisione dell'articolazione delle offerte nel MSD

4.20 Come emerso dallo studio elaborato di RSE e dalle osservazioni di alcuni operatori al documento per la consultazione 508/2012/R/eel l'attuale struttura del MSD non consente agli operatori di formulare offerte che riflettano in modo adeguato la struttura dei costi associati al diverso grado di flessibilità con cui il servizio di riserva terziaria di sostituzione viene fornito. Sulla base di tali riscontri sembrano, pertanto, esservi le condizioni per accogliere la proposta di Terna e di alcuni operatori relativa all'introduzione della prestazione di pronto avviamento.

4.21 Al fine di consentire agli operatori di formulare offerte che riflettano il più fedelmente possibile la struttura dei costi associati al diverso grado di flessibilità con cui il servizio di riserva terziaria di sostituzione viene fornito, si propone di prevedere la possibilità per le UP CCGT di articolare le proprie offerte nel MSD sulla base dei seguenti criteri:

- per gli avviamenti da freddo con TAVA > 120 minuti rimane valida l'articolazione vigente. Oltre all'offerta per l'energia (offerta di: minimo, altri servizi in vendita etc.) è consentito all'UP di presentare:

- l’offerta di accensione da freddo remunerata con il relativo gettone, volto a coprire i costi legati alla manovra di avviamento da freddo (nonché le offerte per ogni cambio assetto);
- per gli avviamenti da caldo con TAVA<120 minuti (di seguito: avviamento rapido), oltre all’offerta per l’energia (offerta di: minimo, altri servizi in vendita etc.), si intende consentire all’UP di presentare:
 - un’offerta di *warming* remunerata con il relativo gettone, volto a coprire i costi legati all’extra consumo di combustibile utile a mantenere l’impianto a prefissati livelli minimi di pressione e temperatura durante l’arco temporale in cui si impegna a eseguire una prestazione di pronto avviamento su richiesta di Terna;
 - un’offerta di accensione da caldo diversa da quella di accensione da freddo. Il relativo gettone è volto a remunerare la manovra di avviamento rapido il cui costo è verosimilmente inferiore rispetto al costo della manovra di avviamento da freddo a causa del minor consumo di combustibile.

4.22 Ogni UP CCGT potrà presentare nella fase di programmazione del MSD in D-1 sia l’offerta per avviamento da freddo che le offerte di *warming* e avviamento da caldo riferite a una finestra temporale del giorno D definita da Terna sulla base delle esigenze di flessibilità del sistema elettrico.

4.23 La proposta di revisione del MSD sopra delineata risulta conforme con i criteri di efficienza definiti al par. 1.31 del documento per la consultazione 508/2012/R/eel e, in particolare, con i criteri di cui alle lettere b) e c). La nuova articolazione delle offerte, oltre riflettere più adeguatamente la struttura dei costi sottostanti alle prestazioni fornite dagli operatori, consente a Terna di ridurre i volumi da attivare nella fase di programmazione del MSD estendendo le risorse attivabili direttamente a ridosso del tempo reale.

Q4 Si condivide la proposta di revisione dell’articolazione delle offerte nel MSD ex-ante di cui al par. 4.21, finalizzata a riflettere correttamente la struttura dei costi sottostanti alla prestazione di avviamento rapido?

Riduzione dei TPS

4.24 La proposta formulata da Terna per incentivare la riduzione del TPS prevede l’articolazione dell’attuale offerta di accensione in funzione dei TPS al fine di consentire all’utente del dispacciamento di esprimere valori più elevati di offerta in corrispondenza di TPS più ristretti.

4.25 Non si ritiene opportuno dar seguito alla suddetta proposta per le seguenti ragioni:

- in primo luogo, non sembra sussistere una reale esigenza di incentivare la riduzione dei TPS. Nel corso degli ultimi tre anni, infatti, si sono registrati notevoli progressi per quanto concerne la riduzione dei TPS da parte dei CCGT. Il dispiegarsi della concorrenza nel MSD sembra, quindi, di per sé sufficiente a determinare una riduzione del TPS coerente con le esigenze di flessibilità identificate da Terna;
- in secondo luogo, non sembrano esservi relazioni sistematiche tra l’offerta di accensione e il TPS. Ciò in quanto è verosimile che la struttura dei costi sostenuti da una UP per effettuare la manovra di avviamento non dipenda dal TPS.

Rapidità di presa e rilascio di carico delle UP “rotanti”

4.26 L’analisi del trend dei GRAD evidenzia una similitudine con il trend dei TAVA. Entrambi sembrano essere caratterizzati da un limitato miglioramento dei valori dichiarati nel triennio.

Ciò potrebbe avvalorare l'ipotesi che l'incremento dei gradienti di presa e rilascio di carico comporti investimenti fissi aggiuntivi per l'ammodernamento degli impianti. Per valutare i miglioramenti ragionevolmente conseguibili, è in corso un'analisi di RSE sugli interventi idonei a incrementare i valori di GRAD analoga a quella svolta sugli interventi idonei in grado a ridurre i valori di TAVA.

- 4.27 Ciò premesso affinché si possa valutare la proposta di Terna di istituire una prestazione di bilanciamento rapido e confrontarla con la proposta formulata dall'Autorità nel documento per la consultazione 508/2012/R/eel, è opportuno fare una breve digressione sui requisiti dinamici che caratterizzano i vari servizi di riserva di potenza attiva nonché sull'implicita gerarchia fra i medesimi servizi.
- 4.28 Il servizio di riserva secondaria di potenza prevede un variazione automatica dell'immissione in rete in risposta al segnale di livello trasmesso da Terna. La variazione deve essere tale da consentire l'utilizzo dell'intera banda di regolazione secondaria entro 200 secondi. La variazione ha luogo contemporaneamente su tutte le UP assoggettate al servizio a prescindere dall'ordine di merito economico delle offerte per l'utilizzo della riserva secondaria (RS).
- 4.29 Il servizio di riserva terziaria di potenza prevede una variazione dell'immissione in rete entro un tempo prefissato (minuti) dalla richiesta di Terna (ordine di dispacciamento). Le variazioni hanno luogo sulle varie UP assoggettate al servizio seguendo l'ordine di merito economico delle offerte per l'utilizzo dei cosiddetti "altri servizi" (NRS) nel rispetto dei vincoli di rete.
- 4.30 Il servizio di riserva terziaria di potenza è suddiviso nelle seguenti tipologie:
- Riserva Pronta "costituita dall'incremento (decremento) di produzione che può essere immesso (prelevato) in rete entro 15 minuti dalla richiesta del Gestore. Questa riserva ha lo scopo di ricostituire la banda di riserva secondaria di potenza entro i tempi previsti dalla normativa ENTSO-E e di mantenere il bilancio di sistema in caso di variazioni rapide di fabbisogno (a titolo esemplificativo, rampa di presa di carico) con requisiti di velocità e continuità;
 - Riserva di Sostituzione, "costituita dall'incremento (decremento) di produzione che può essere immesso (prelevato) in rete entro 120 minuti dalla richiesta del Gestore e che può essere sostenuto senza limitazioni di durata. Questa riserva ha lo scopo di ricostituire la riserva terziaria pronta a fronte di scostamenti del fabbisogno, dell'immissione di fonti rinnovabili non programmabili, di avarie dei gruppi di produzione la cui durata sia di qualche ora."
- 4.31 Fra la Riserva Pronta e la Riserva di Sostituzione sussiste una chiara gerarchia in termini di dinamicità: la Riserva Pronta è caratterizzata, infatti, da requisiti dinamici più stringenti rispetto alla Riserva di Sostituzione. Segnatamente, la prima è contraddistinta da tempi di attivazione massimi più brevi (15 contro 120 minuti) e da gradienti minimi più elevati (50 contro 0,67 MW/min) della seconda.
- 4.32 La proposta formulata dall'Autorità nel documento per la consultazione 508/2012/R/eel prevedeva l'ulteriore segmentazione delle offerte per l'utilizzo dei vari servizi nel seguente modo:
- a) Riserva secondaria (Oggi RS);
 - b) Riserva terziaria pronta (Oggi NRS);
 - c) Riserva terziaria di sostituzione (Oggi NRS);
 - d) Altri Servizi.
- 4.33 La logica sottostante la proposta di Terna, che presuppone il mantenimento della vigente

differenziazione delle offerte presentate per RS e per NRS, sembra essere quella di discriminare le quantità di NRS utilizzate in tempo reale in base alla loro dinamicità, distinguendo un bilanciamento rapido da un bilanciamento lento. Terna propone di segmentare NRS introducendo nuove componenti di “offerta in acquisto e in vendita concettualmente simili alle offerte ad oggi presentate per l’utilizzazione della RS”. La proposta prevede l’identificazione delle quantità di NRS che sono state erogate con differente dinamicità per valorizzarle in maniera separata tramite le predette componenti definite dall’operatore per le diverse tipologie di bilanciamento. Tali componenti sembrerebbero essere in sostanza un *mark-up* sul prezzo di NRS graduato dall’operatore in funzione della rapidità del bilanciamento e della tecnologia dell’UP.

- 4.34 Poiché i sopraccitati servizi di riserva dovrebbero riflettere la migliore approssimazione possibile delle esigenze che Terna deve soddisfare per gestire in sicurezza il sistema elettrico, sembrerebbe logico ipotizzare che per identificare le quantità di energia di bilanciamento caratterizzate da differente rapidità siano utilizzati i medesimi requisiti dinamici adottati per distinguere la Riserva Pronta dalla Riserva di Sostituzione. In caso contrario, vi sarebbe una potenziale incoerenza fra ciò che Terna ritiene “normalmente” necessario a garantire la sicurezza del sistema in tempo reale nella fase di programmazione con ciò che ritiene “normalmente” necessario a garantire la sicurezza del sistema in tempo reale nella fase di gestione in tempo reale. Tanto più le due fasi si avvicinano sino quasi a collapsare in un’ottica *just-in-time*, tanto più tale incoerenza potrebbe risultare difficilmente comprensibile in assenza di ulteriori motivazioni.
- 4.35 Vi è quindi l’esigenza di identificare le diverse tipologie di bilanciamento sulla base dei requisiti dinamici dei diversi servizi di riserva: ossia i tempi di attivazione massimi e i gradienti minimi. Sotto questo profilo, si può solo osservare che i valori dei tempi di attivazione massimi sembrano essere meglio motivati e comprensibili rispetto ai valori dei gradienti minimi. Il tempo di attivazione della Riserva Pronta, che è esattamente pari alla durata del singolo intervallo di bilanciamento, appare coerente con la funzione di mantenere il bilancio di sistema in caso di variazioni rapide di fabbisogno con requisiti di velocità e continuità (ad esempio, il ritardo/anticipo della domanda di energia elettrica rispetto alla previsione della domanda stessa, in particolare durante le rampe/derampe di carico al netto delle immissioni da impianti fotovoltaici): un ordine di dispacciamento di Terna impartito nell’intervallo i può quindi essere eseguito già nell’intervallo $i+1$. Il tempo di attivazione della Riserva di Sostituzione sembra coerente con una gestione *just-in-time* del medesimo servizio in un mercato (MSD) la cui *gate closure* tenderà progressivamente ad avvicinarsi all’ora di consegna (sino al *target h-1*) nella fase di gestione in tempo reale (MB). Terna ha, peraltro, precisato che 120 minuti è il tempo massimo ritenuto congruo per consentire di gestire azioni di dispacciamento su unità non sincronizzate alla rete o cambi di assetto su unità sincronizzate alla rete. Per i gradienti l’interpretazione è più complessa. Anzitutto, le motivazioni sottostanti non sono agevolmente desumibili dalla lettura del Codice di Rete. Terna ha, peraltro, precisato che il gradiente di 50 MW/min definito per la riserva pronta è ritenuto congruo per consentire un bilanciamento affidabile e veloce e al fine di ottenere quantità di energia significative in breve tempo. Considerato lo scopo della riserva di sostituzione, ossia la ricostituzione dei margini di riserva pronta, Terna non ha ritenuto fino ad ora necessario definirne un requisito di GRAD stringente. Alcuni operatori hanno, altresì, evidenziato che GRAD è costruito in maniera tale da essere potenzialmente discriminatorio: è espresso in termini di variazione dell’immissione in MW al minuto invece che in termini di variazione della immissione in MW rapportati alla potenza massima nell’unità di tempo ($\Delta MW/min$ invece che $\%P_{MAX}/min$)²⁸.

²⁸ Come sovente indicato dai costruttori.

4.36 La proposta di Terna volta a incentivare la rapidità di presa e rilascio di carico delle UP rotanti attraverso l'introduzione della prestazione di bilanciamento rapido è definita come: *“la fornitura in tempo reale del servizio di bilanciamento, in aumento o in diminuzione, con gradiente superiore a una soglia minima, da predefinire in funzione della taglia e della tecnologia dell'unità”*. La suddetta definizione della prestazione di bilanciamento rapido potrebbe essere associata a un nuovo servizio di riserva rapida (RR) fornita da UP rotanti con requisiti minimi che si collocherebbero a un livello intermedio fra:

- i requisiti di attivazione (15 min) e di GRAD (50 MW/min) che caratterizzano il servizio di riserva pronta; e
- i requisiti di attivazione (120 min) e di GRAD (0,67 MW/min) che caratterizzano il servizio di riserva di sostituzione (che può essere fornito anche da UP non rotanti);

Un servizio con caratteristiche simili potrebbe risultare particolarmente utile per ricostituire rapidamente i margini di riserva pronta durante i transitori di frequenza e, in particolare, durante le ripide prese di carico serali.

4.37 La proposta di Terna non è di per sé antitetica a quella dell'Autorità nella misura in cui rispetti i criteri di cui al 4.34 e 4.35. La differenza sta nel fatto che la soluzione proposta dall'Autorità prevede una esplicita separazione per ciascun servizio di riserva delle quantità riservate da Terna nella fase di programmazione per un loro eventuale utilizzo in tempo reale: ciò che è attualmente previsto esclusivamente per la Riserva Secondaria. In tempo reale, ogni UP potrebbe distinguere le quantità offerte per l'utilizzo dei diversi servizi a prescindere dagli esiti della fase di programmazione e Terna potrebbe selezionarle in ordine di merito: qualora parte del margine a salire di una UP fosse riservato nella fase di programmazione, ad esempio, a Riserva Pronta, ciò non impedirebbe a Terna in tempo reale (MB) né di accettare un'offerta per l'utilizzo di Riserva di Sostituzione sulla medesima parte o sulla restante parte del margine riservato nel MSD ex-ante (ciò sembra già aver luogo per gli impianti di pompaggio il cui uso eccede in varie ore il fabbisogno di Riserva Pronta), né di accettare un'offerta per l'utilizzo di Riserva Pronta su un'altra UP su cui non siano state riservate quantità per Riserva Pronta.

4.38 La proposta dell'Autorità potrebbe avere i seguenti di vantaggi:

- consente di identificare in maniera trasparente la scarsità relativa di ogni servizio di riserva nella fase di programmazione confrontandone il fabbisogno con la quantità riservata;
- non prevede soglie differenti da quelle previste per i servizi di riserva e, tantomeno, differenziate per tecnologia.

4.39 A prescindere dalla soluzione che sarà adottata si ritiene, altresì, opportuno, stante la continua evoluzione del sistema elettrico, richiedere a Terna di condurre una ricognizione annuale o al massimo biennale che metta in luce:

- l'evoluzione anche prospettica dei fabbisogni di ciascun servizio di dispacciamento necessario a garantire la sicurezza del sistema;
- i requisiti che le UP devono rispettare per fornire ciascun servizio.

Q5 Si condivide la proposta di segmentazione delle offerte di cui al par. 4.32

Q6 Si ritiene opportuno introdurre un nuovo servizio di Riserva Rapida con requisiti minimi intermedi tra la Riserva Pronta e la Riserva di Sostituzione?

Estensione dell'abilitazione a MSD delle UP FRNP

- 4.40 Dall'analisi dei servizi di flessibilità elaborata da Terna emerge con estrema chiarezza come nel contesto attuale il fattore che determina le complicazioni maggiori all'attività di dispacciamento sia rappresentato dalla scarsità, in determinate situazioni (giornate di basso carico), degli adeguati margini di riserva a scendere.
- 4.41 La soluzione prospettata da Terna è ben riassunta dalle parole seguenti: *“Il ri-dispacciamento delle FRNP sembra l'unica possibilità praticabile per ottenere le risorse necessarie per la fornitura di margini a scendere, in particolare nei periodi di basso carico”*
- 4.42 Nel corso degli ultimi anni l'Autorità ha introdotto alcuni provvedimenti volti a porre un primo e parziale rimedio alle problematiche sopra evidenziate. Tra questi ricordiamo:
- la deliberazione ARG/elt 5/10 che ha definito i servizi di rete che le unità di produzione eolica connessi alla RTN devono fornire (utilizzo dei dispositivi di teledistacco) e le modalità per la remunerazione della mancata produzione eolica (MPA);
 - la deliberazione 344/2012/R/efr con cui l'Autorità ha verificato positivamente l'Allegato A72 al Codice di rete di Terna, relativo alle modalità d'attuazione, per motivi di sicurezza, della riduzione della generazione distribuita (in prevalenza fotovoltaica) connessa alle reti elettriche di media tensione.
- 4.43 Le soluzioni sin qui adottate si basano sul principio per cui solo in caso di emergenza per la sicurezza del sistema elettrico Terna può prevedere il distacco delle UP da FRNP.
- 4.44 La proposta di Terna mira a superare questa logica prevedendo la possibilità di abilitare, eventualmente su base volontaria, le UP rilevanti da FRNP alla fornitura di determinati servizi approvvigionati nel MSD quali, in particolare, la risoluzione delle congestioni e il bilanciamento a scendere.
- 4.45 L'Autorità ritiene che la partecipazione delle FRNP al MSD debba essere necessariamente la soluzione da adottare a regime per risolvere le problematiche evidenziate da Terna. Su questa tematica, l'Autorità ha recentemente avviato un pubblico dibattito per la riforma delle modalità di approvvigionamento delle risorse per il servizio di dispacciamento, con particolare riferimento alle FRNP (vedi deliberazione 354/2013/R/eel).
- 4.46 In attesa degli sviluppi del suddetto dibattito, l'Autorità propone di implementare da subito le seguenti innovazioni volte a consentire una maggiore integrazione delle FRNP nel mercato elettrico:
- in primo luogo, si intende consentire la partecipazione al MSD - su base volontaria - a tutte le UP (FRNP e non FRNP) con potenza compresa tra 10 MVA e 1 MVA, che rispettano gli altri requisiti attualmente previsti dal Codice di Rete per la fornitura di servizi nel MSD;
 - in secondo luogo, si intende consentire agli operatori di aggregare più UP con le suddette caratteristiche ai fini della presentazione delle offerte nel MSD. L'aggregazione dovrà riguardare UP tra loro equivalenti rispetto ai vincoli di rete. A tal fine si potrebbe adottare la stessa procedura attualmente in vigore per l'aggregazione degli impianti idroelettrici appartenenti alla medesima asta (vedi capitolo 4, par. 4.3.2.1 del Codice di Rete).
- 4.47 La proposta di revisione del MSD sopra delineata risulta:
- conforme con i criteri di efficienza definiti al par. 1.31 del documento per la consultazione 508/2012/R/eel e, in particolare, con il criterio di cui alla lettera a); e

- coerente con le esigenze di flessibilità identificate da Terna.

Q7 Stante la grave carenza di riserva a scendere, si ritiene condivisibile la proposta di abilitare a MSD anche le UP con potenza compresa tra 10 MVA e 1 MVA, nel rispetto dei criteri di cui al par 4.46?

Coordinamento MI-MSD

- 4.48 In aggiunta alle proposte sopra discusse si ritiene opportuno approfondire quanto accennato nella Sezione 2 del presente documento in relazione alla necessità di garantire un maggiore coordinamento tra MI e MSD.
- 4.49 Il Codice di Rete sull’allocazione della capacità e la gestione delle congestioni elettriche (CACM) che sarà presumibilmente approvato nel corso del prossimo anno prevede, tra le altre cose, la riduzione della *gate closure* del MI ad 1 ora (h-1). Tuttavia, come ampiamente illustrato nel documento per la consultazione 508/2012/R/eel e nella Sezione 2 del presente documento, qualora non fosse accompagnata da un adeguato rafforzamento del coordinamento tra MI e la fase di programmazione del MSD, lo spostamento della *gate closure* di MI così a ridosso del tempo reale potrebbe pregiudicare la sicurezza del sistema elettrico.
- 4.50 A titolo esemplificativo, si pensi all’attività di approvvigionamento dei margini di riserva nella fase di programmazione del MSD. L’assenza di vincoli che impediscano agli operatori di modificare nel MI lo *unit commitment* delle UP effettuato nel MSD-ex ante potrebbe determinare:
- in primo luogo, un ingiustificabile incremento dei costi sostenuti dal sistema per l’approvvigionamento dei suddetti margini;
 - in secondo luogo, qualora non fosse più possibile per Terna la ri-costituzione dei predetti margini più a ridosso del tempo reale (ossia appena un’ora prima dell’ora di consegna), ciò comporterebbe un grave rischio per la sicurezza del sistema. Nei sistemi elettrici caratterizzati da elevata capacità di generazione termoelettrica la fase di *unit commitment* è cruciale per la sicurezza del sistema, in quanto i tempi di avviamento delle UP termoelettriche non consentono la gestione in tempo reale dei margini di riserva. La fase di *unit commitment* è meno importante nei sistemi elettrici caratterizzati da elevata capacità di generazione idroelettrica caratterizzata da tempi di avviamento nell’ordine di pochi minuti.
- 4.51 Esiste, pertanto, un *trade-off* tra l’esigenza degli operatori di sfruttare le opportunità di aggiustamento offerte dal MI e l’esigenza imprescindibile di Terna di garantire la sicurezza del sistema elettrico, facendo affidamento sulla reale fruibilità dei margini di riserva costituiti nella fase di programmazione del MSD.
- 4.52 Di seguito si delineano i criteri della soluzione individuata dall’Autorità per consentire lo spostamento della *gate closure* del MI più a ridosso del tempo reale senza pregiudicare la sicurezza del sistema.
- 4.53 Terna, nella fase di programmazione del MSD e in continuità con le regole vigenti, provvederà alla costituzione dei margini di riserva attraverso l’accettazione di offerte per l’acquisto o la vendita di energia (Altri servizi o NRS). Al fine di riservare i predetti margini di riserva, vincolandone le quantità e i relativi prezzi offerti nella fase di gestione in tempo reale, Terna sarà tenuta ad accettare le offerte per la riserva di capacità (di seguito: offerte di capacità) presentate dagli operatori.

- 4.54 Le suddette offerte di capacità saranno strutturate nella forma di opzioni con uno *strike* fissato pari:
- al costo variabile del Turbogas per i prezzi a salire delle offerte su MB;
 - al minore tra il costo variabile del Turbogas e il prezzo del MGP per i prezzi a scendere delle offerte su MB.
- 4.55 La selezione di un'offerta di capacità da parte di Terna rappresenterebbe un'obbligazione dell'UP che – come già avviene con gli attuali vincoli sulle offerte riservate – non potrebbe modificare su MI quanto riservato da Terna su MSD ex-ante.
- 4.56 Il prezzo dell'opzione (o premio) è, pertanto, finalizzato a remunerare:
- il costo opportunità legato al vincolo che non consente all'UP di disporre della capacità impegnata nel MI;
 - il costo opportunità legato alla possibilità che il valore dell'energia nel tempo reale sia superiore rispetto a quello fissato nel MSD ex-ante.
- 4.57 Sul MB Terna ha la possibilità di attivare l'energia esercitando le opzioni precedentemente acquistate su energia di bilanciamento a salire e/o a scendere. L'operatore la cui offerta di capacità fosse selezionata da Terna riceverebbe il pagamento del prezzo associato all'opzione sia in caso di attivazione dell'energia associata sia in caso di non attivazione. Al fine del corretto esercizio dell'opzione i prezzi delle offerte a salire e a scendere sulle quantità riservate sarebbero vincolate al valore dello *strike*.
- 4.58 Con riferimento all'orizzonte temporale di approvvigionamento delle opzioni sulla capacità si prevede l'approvvigionamento a ridosso del tempo reale per tutta la quantità necessaria. Per tale fase di approvvigionamento si prevede una partecipazione obbligatoria da parte delle UP abilitate. A tal fine è opportuno prevedere azioni di approvvigionamento sia nel giorno D-1 che nel giorno D, in continuità con l'attuale struttura a sottofasi di MSD ex-ante.
- 4.59 L'approvvigionamento delle opzioni il più possibile in prossimità del tempo reale consentirebbe a Terna di evitare errori di previsione nella determinazione dei propri fabbisogni.

Q8 Si ritiene condivisibile la soluzione proposta dall'Autorità per consentire a Terna di vincolare capacità di riserva al fine di garantire la sicurezza del sistema elettrico?

5. Riepilogo delle proposte dell’Autorità

5.1 Gli schemi seguenti riassumono l’architettura del MSD alla luce delle proposte contenute nel presente documento per la consultazione.

Articolazione delle offerte nel MSD per tipologia di UP

Fase di programmazione del MSD (MSD ex-ante)				
	UP abilitate*			
	Cicli Combinati	Altri Termoelettrici	Non Termoelettrici	
Prestazioni:				
Accensione da freddo	X	X		Attualmente previsto
<i>Warming</i>	X			Proposto nel DCO
Accensione da caldo	X			Proposto nel DCO
Cambio assetto	X			Attualmente previsto
Servizi (Energia in vendita/acquisto):				
Altri Servizi (NRS)	X	X	X	Attualmente previsto
Riserva di capacità:				
Premio	X	X	X	Proposto nel DCO
Fase di gestione in tempo reale del MSD (MB)				
	UP abilitate*			
	Cicli Combinati	Altri Termoelettrici	Non Termoelettrici	
Servizi (Energia in vendita/acquisto):				
Riserva Secondaria (RS)	X	X	X	Attualmente previsto
<i>Riserva Pronta (RP)</i>	X	X	X	Proposto nel DCO
<i>Riserva Rapida (RR)</i>	X	X	X	Proposta nel DCO
<i>Riserva di Sostituzione (RSS)</i>	X	X	X	Proposto nel DCO
Altri Servizi (NRS)	X	X	X	Attualmente previsto

*Nel documento per la consultazione si propone di estendere l’abilitazione a MSD alle UP con potenza compresa tra 1 e 10 MVA

Articolazione delle offerte nel MSD: quantità e prezzi

Fase di programmazione del MSD (MSD ex-ante)				
	UP abilitate*			
	Quantità		Prezzi	
Prestazioni:				
Accensione da freddo	n. accensioni da freddo in D		1 gettone x ogni accensione da freddo (€)	
<i>Warming</i>	<i>max 1 warming in D</i>		<i>1 gettone per ogni warming (€)</i>	
Accensione da caldo	n. accensioni da caldo in D		1 gettone per ogni accensione da caldo (€)	
Cambio assetto	n. cambi assetto in D		1 gettone per ogni cambio assetto (€)	
Servizi (Energia in vendita/acquisto):				
Altri Servizi (NRS)	Libera (MWh)		Liberi (€/MWh)	
Riserva di capacità:				
<i>Premio</i>	<i>Libera (MW)</i>		<i>Liberi (€/MW)</i>	

Fase di gestione in tempo reale del MSD (MB)				
	UP abilitate*			
	Quantità riservate	Quantità non riservate	Prezzi riservati	Prezzi non riservati
Servizi (Energia in vendita/acquisto):				
Riserva Secondaria (RS)	Vincolate (MWh)	Libera (MWh)	<i>Vincolati (€/MWh max strike)</i>	Liberi (€/MWh)
<i>Riserva Pronta (RP)</i>	<i>Vincolate (MWh)</i>	<i>Libera (MWh)</i>	<i>Vincolati (€/MWh max strike)</i>	<i>Liberi (€/MWh)</i>
<i>Riserva Rapida (RR)</i>	<i>Vincolate (MWh)</i>	<i>Libera (MWh)</i>	<i>Vincolati (€/MWh max strike)</i>	<i>Liberi (€/MWh)</i>
<i>Riserva di Sostituzione (RSS)</i>	<i>Vincolate (MWh)</i>	<i>Libera (MWh)</i>	<i>Vincolati (€/MWh max strike)</i>	<i>Liberi (€/MWh)</i>
Altri Servizi (NRS)	Vincolate (MWh)	Libera (MWh)	<i>Vincolati (€/MWh max strike)</i>	Liberi (€/MWh)