

**DCO 9/10**

**IL MERCATO A TERMINE DELLA  
CAPACITÀ DI GENERAZIONE ELETTRICA**

**Documento per la consultazione**  
*Mercato di incidenza: energia elettrica*

*23 aprile 2010*

## **Premessa**

*Il presente documento di consultazione, predisposto dalla Direzione Mercati nell'ambito del procedimento relativo all'esecuzione del disposto dell'art. 2, comma 1, del decreto legislativo 19 dicembre 2003, n. 379 (di seguito: D.Lgs. 379/2003), ha ad oggetto la riforma del sistema di remunerazione della disponibilità di capacità di generazione elettrica.*

*Questo documento prosegue lunga la linea tracciata con il documento per la consultazione del 7 maggio 2009, n. 10 (di seguito: documento per la consultazione n. 10/09), nel quale, oltre a esplicitare la ratio della regolazione in tema di adeguatezza della capacità di generazione, è stata avanzata una proposta di riforma del vigente meccanismo di remunerazione della citata capacità.*

*La proposta consiste nella creazione di un mercato della capacità, nel quale la domanda sarebbe espressa dal Gestore della rete di trasmissione nazionale (di seguito: il Gestore) e l'offerta dagli operatori in grado di rendere disponibile capacità. Il Gestore e i suddetti operatori stipulerebbero contratti di opzione in base ai quali, a fronte del pagamento di un premio, il Gestore incasserebbe l'eventuale differenza positiva tra il prezzo di riferimento, che è espressione del mercato a pronti, e il prezzo di esercizio dell'opzione. Le controparti contrattuali del Gestore sarebbero individuate a seguito di procedure competitive che avrebbero come variabile endogena il premio del contratto di opzione.*

*Con il presente documento, da un lato, si fornisce un rendiconto delle risposte al documento per la consultazione n. 10/09. Dall'altro lato, anche alla luce degli utili spunti di riflessione emersi nel corso della precedente consultazione, si forniscono delle precisazioni tanto sugli obiettivi che ispirano l'azione regolatoria, quanto sugli aspetti di dettaglio della proposta.*

*I soggetti interessati sono invitati a far pervenire all'Autorità, per iscritto, le loro osservazioni e le loro proposte entro e non oltre il **14 giugno 2010**, termine di chiusura della presente consultazione.*

*I soggetti che intendono salvaguardare la riservatezza o la segretezza, in tutto o in parte, della documentazione inviata sono tenuti ad indicare espressamente quali parti dei documenti trasmessi all'Autorità si intendano riservate alla medesima.*

*È preferibile che i soggetti interessati inviino osservazioni e commenti attraverso il servizio telematico interattivo messo a disposizione sul sito internet dell'Autorità ([www.autorita.energia.it](http://www.autorita.energia.it)).*

*In alternativa, i soggetti interessati possono inviare osservazione e commenti al seguente indirizzo tramite uno solo di questi mezzi: e-mail con allegato il file contenente le osservazioni (preferibile), fax o posta:*

**Autorità per l'energia elettrica e il gas**  
**Direzione Mercati**  
**Unità mercati all'ingrosso e concorrenza**  
piazza Cavour 5 – 20121 Milano  
e-mail: [mercati@autorita.energia.it](mailto:mercati@autorita.energia.it)  
Fax: 02-65565265

## 1 Introduzione

- 1.1 Il presente documento per la consultazione si focalizza sul tema dell'adeguatezza del sistema elettrico, vale a dire sulle modalità attraverso le quali il sistema elettrico è in grado di assicurarsi la disponibilità di risorse – in primo luogo di capacità di generazione – tali da consentire di soddisfare in sicurezza e con adeguati livelli di qualità la domanda attesa di energia elettrica.
- 1.2 Secondo quanto disposto dall'art. 2, comma 1, del D.Lgs. 379/2003, recante "Disposizioni in materia di remunerazione delle capacità di produzione di energia elettrica", l'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) è tenuta a definire i criteri e le condizioni sulla base dei quali il Gestore della rete di trasmissione nazionale (oggi Terna SpA) elabora una proposta per disciplinare il sistema di remunerazione della capacità di generazione elettrica, specificando le modalità tecniche di calcolo della remunerazione e i requisiti delle garanzie che devono essere prestate dai soggetti beneficiari della remunerazione medesima. Il già richiamato decreto legislativo stabilisce che il sistema di remunerazione della capacità di generazione sia fondato su meccanismi concorrenziali, trasparenti, non discriminatori, non distorsivi per il mercato e orientati a minimizzare gli oneri per i consumatori.
- 1.3 Questo documento costituisce la diretta continuazione della consultazione avviata con il documento n. 10/09, recante "I contratti a termine per l'adeguatezza della capacità di generazione elettrica". Nella precedente consultazione sono stati evidenziati i presupposti della regolazione in materia di adeguatezza della capacità di generazione elettrica ed è stata presentata una proposta di riforma del meccanismo di remunerazione della capacità medesima.
- 1.4 L'implementazione di un meccanismo di remunerazione della disponibilità di capacità produttiva è conseguenza del fatto che il mercato non è in grado di determinare autonomamente risultati soddisfacenti in termini di adeguatezza della capacità di generazione. Ciò è dovuto a diverse concause, tra le quali possono essere annoverate l'esistenza di difetti informativi nel mercato, i rischi connessi all'attività di generazione, il grado insufficiente di concorrenza attuale e potenziale e l'avversione al rischio da parte degli operatori.
- 1.5 Le informazioni nel mercato sono incomplete e distribuite in modo asimmetrico. Gli operatori, dunque, hanno difficoltà a coordinare le proprie scelte di investimento con quelle dei concorrenti e subiscono gli effetti legati alla complessità di prevedere sia l'evoluzione della domanda, sia la quantità complessiva di capacità disponibile sul mercato dal momento dell'entrata in esercizio dei propri investimenti. Le incertezze connaturate alla stima dell'offerta e della domanda di energia elettrica sono accentuate dai vincoli che le infrastrutture di trasporto impongono in sede di trasferimento dell'energia elettrica dai produttori ai consumatori.

- 1.6 Le menzionate difficoltà di coordinamento degli operatori del settore elettrico da parte del mercato sono alla base dell'andamento ciclico degli investimenti<sup>1</sup>. Questa ciclicità, che è essenzialmente dovuta al ritardo temporale tra i segnali di sottocapacità (sovracapacità) forniti dal mercato e la modifica effettiva della capacità disponibile, si esplicita nell'alternanza di fasi di eccesso e di scarsità di capacità rispetto a quanto socialmente desiderabile, determinando così un equilibrio strutturalmente inefficiente.
- 1.7 I fallimenti del mercato nel rendere adeguata la capacità di generazione richiedono che il regolatore intervenga per definire un meccanismo di remunerazione della disponibilità di capacità produttiva. Affinché l'azione del regolatore sia efficace rispetto all'obiettivo dell'adeguatezza al minor costo per gli utenti, è opportuno che il meccanismo tenga conto dei tempi richiesti per la realizzazione degli investimenti in capacità di generazione e di trasporto e consenta di aumentare il grado di coordinamento tra le scelte dei diversi attori.
- 1.8 Con il D.Lgs. 379/2003, il legislatore, oltre a stabilire – come già ricordato – i principi e la procedura per disciplinare il meccanismo di remunerazione della capacità di generazione, ha anche introdotto transitoriamente un sistema di remunerazione di tipo *capacity payment*, che è tuttora in vigore e che ha manifestato delle criticità significative.
- 1.9 Il meccanismo applicato attualmente non correla l'entità della remunerazione netta percepita dal titolare dell'impianto di generazione al livello di scarsità di offerta che si realizza nel mercato elettrico. Si remunera infatti la capacità resa disponibile dall'utente del dispacciamento nelle ore individuate *ex ante* come critiche dal Gestore con riferimento all'anno solare rilevante, senza alcuna certezza che le ore indicate dal Gestore medesimo siano rappresentative delle ore effettivamente contraddistinte da scarsità.
- 1.10 In particolare, se si eccettua la rinuncia al corrispettivo del *capacity payment*, il cui valore è appunto indipendente dall'effettiva criticità del sistema, non è prevista alcuna penalizzazione per gli operatori che, disattendendo quanto dichiarato precedentemente, non rendono effettivamente disponibile la capacità produttiva promessa.
- 1.11 L'incentivo a rendere disponibile la capacità produttiva nei momenti di maggiore criticità è pertanto quasi esclusivamente demandato al segnale di prezzo fornito dai mercati dell'energia, non essendo l'importo del corrispettivo del *capacity payment* in grado di incidere significativamente in tal senso.
- 1.12 Infine, l'impatto positivo della misura regolatoria sulla convenienza a implementare strategie di investimento e, più in generale, sulla decisione di rendere disponibile capacità è drasticamente attenuato dalla transitorietà del meccanismo attualmente vigente e dall'impossibilità di prevedere con ragionevole certezza la remunerazione su un orizzonte di lungo periodo.
- 1.13 Per le ragioni appena evidenziate, è possibile sostenere che il meccanismo di remunerazione in vigore non appare adatto a perseguire nel tempo l'adeguatezza

---

<sup>1</sup> Nel prosieguo, con la locuzione *investimenti in capacità di generazione elettrica* si intendono indifferentemente tanto gli investimenti finalizzati al mantenimento in efficienza della capacità esistente, quanto gli investimenti volti a realizzare capacità aggiuntiva rispetto a quella esistente.

della capacità di generazione al minore costo per gli utenti. L'Autorità ha dunque proposto di superare il sistema attualmente applicato.

- 1.14 La proposta dell'Autorità si fonda sulla creazione di un mercato della capacità, che, fornendo agli operatori segnali di prezzo di lungo periodo, consenta loro di contenere i rischi degli investimenti in capacità. La capacità trattata in questo mercato sarebbe oggetto di contratti tra il Gestore e gli operatori attivi nella generazione elettrica.
- 1.15 Il presente documento ha diverse finalità. Da un lato, costituisce l'occasione per pubblicare un rendiconto delle risposte al documento per la consultazione n. 10/09 tanto in relazione ai presupposti della riforma, quanto sui contenuti della proposta avanzata dall'Autorità. Dall'altro lato, permette all'Autorità medesima di effettuare alcune precisazioni sugli obiettivi che ispirano l'azione regolatoria e su specifici aspetti della proposta. Quest'ultima è oggetto di un aggiornamento alla luce degli utili spunti di riflessione emersi nel corso della consultazione, con l'intento di entrare maggiormente nel merito di profili in precedenza soltanto accennati e di delineare soluzioni su aspetti di dettaglio che auspicabilmente consentano una maggiore convergenza delle posizioni espresse dagli operatori e dalle associazioni di categoria.
- 1.16 In considerazione della rilevanza del cambiamento del meccanismo di remunerazione della capacità di generazione sotto il profilo del potenziale impatto sull'attività dei produttori di energia elettrica, si anticipa sin d'ora che, prima dell'adozione del provvedimento da parte dell'Autorità, la consultazione attivata con questo documento sarà seguita da almeno un seminario, in modo da fornire i necessari chiarimenti sui diversi aspetti della riforma. Sotto il profilo temporale, il provvedimento in materia sarà adottato dall'Autorità entro il 2010 e le prime procedure competitive potrebbero già svolgersi nel corso del 2011.

## **2 Presupposti della riforma del meccanismo di remunerazione della capacità di generazione elettrica**

- 2.1 La quasi totalità dei soggetti che hanno risposto alla consultazione n. 10/09 ritiene giustificata l'adozione di misure regolatorie in tema di remunerazione della capacità di generazione elettrica e considera fondate le ragioni indicate nel documento per la consultazione a sostegno dell'intervento del regolatore. Riconosce inoltre le criticità del meccanismo di remunerazione attualmente vigente e la necessità di procedere a riformarlo. Non identifica infine nell'attuale regolazione, specialmente in quella relativa al valore unitario dell'energia elettrica non fornita ai carichi distaccati (VENF) e nella regolazione volta a contrastare l'esercizio del potere di mercato, alcuna forma di incoerenza con un efficiente perseguimento dell'obiettivo di adeguatezza.
- 2.2 Alcuni operatori sottolineano però che, come per qualsiasi schema di remunerazione della capacità, le performance del vigente *capacity payment* dipendono in misura rilevante dalle risorse economiche a esso dedicate, giudicate sinora non adeguate.

Inoltre questo meccanismo ha comunque fornito un contributo allo sviluppo della capacità, la quale peraltro è dagli stessi giudicata in eccesso in questa fase congiunturale. Per questo motivo non assegnano al tema della riforma del *capacity payment* una priorità elevata.

- 2.3 La maggior parte dei soggetti ha assunto una posizione in merito agli obiettivi che il regolatore dovrebbe porsi nel disegnare un meccanismo di remunerazione finalizzato all'adeguatezza della capacità di generazione, escludendo che tra gli stessi possano rientrare il contenimento del potere di mercato e la diversificazione delle fonti. È stato peraltro sottolineato che quest'ultima materia e quella connessa del mix tecnologico del parco di generazione sono temi tipici di politica energetica e, in quanto tali, di competenza governativa.
- 2.4 Sotto il profilo tecnologico, alla luce della crescente rigidità del parco produttivo derivante dall'entrata in esercizio di una quantità crescente di capacità non programmabile e, in prospettiva, di capacità a modulabilità scarsa o pressoché nulla (es. impianti nucleari), molti operatori hanno chiesto di concentrare l'attenzione del sistema di remunerazione sulla capacità contraddistinta da elevata flessibilità.
- 2.5 A commento di quanto sostenuto nelle risposte appena sintetizzate, il fatto che in questa fase congiunturale non si registrino particolari problemi nella copertura del fabbisogno non implica che il tema della capacità non debba essere considerato prioritario. L'opinione che la capacità sia in eccesso è sovente fondata su dati medi e relativi a orizzonti temporali limitati. In questo modo però si trascurava il fatto che in una parte delle combinazioni zona-ora la capacità continua a mostrare segni di scarsità. Inoltre, anche se la capacità fosse in eccesso, non si potrebbe sottovalutare il fenomeno. L'eccesso di offerta è infatti uno dei tipici sintomi di andamento ciclico degli investimenti, andamento che lascia ritenere che proprio nella fase di abbondanza di capacità si stiano creando le condizioni di una futura, anche se non necessariamente prossima, scarsità di capacità.
- 2.6 È dunque necessario avviare la riforma del meccanismo di remunerazione. A sostegno di questa tesi, oltre all'esigenza di stabilizzare l'andamento degli investimenti e di superare le criticità del vigente *capacity payment*, vi sono ulteriori motivi legati all'implementazione della riforma. La definizione del nuovo sistema di remunerazione e la successiva attuazione richiederà ancora del tempo, cui dovrà aggiungersi il lasso temporale occorrente per la piena entrata a regime. Ciò permetterà ai produttori, tra l'altro, di adeguare le proprie strategie ai mutati scenari.
- 2.7 Inoltre, per quanto attiene all'aspetto tecnologico, il meccanismo proposto si presta a guidare le forze di mercato verso un'evoluzione del mix tecnologico del parco di generazione più efficiente rispetto a quella che si realizzerebbe qualora le dinamiche di mercato continuassero a essere orientate da informazioni asimmetriche ed incomplete.
- 2.8 L'attivazione delle potenzialità dello strumento sotto il profilo degli effetti sul mix tecnologico potrebbe avvenire gradualmente. Inizialmente si potrebbe confinare il meccanismo alla sua forma più semplice, che riflette la struttura di costi tipica delle tecnologie caratterizzate da bassi costi fissi ed elevati costi variabili. In questo modo si attenuerebbe il problema della rigidità del parco di generazione, che è una delle dimensioni dell'adeguatezza della capacità produttiva, senza tuttavia indurre un apprezzabile cambio degli scenari sulla base dei quali gli operatori hanno realizzato

la capacità esistente. Ciò sarebbe peraltro coerente con il fatto che la capacità produttiva attualmente in esercizio è stata realizzata sulla base delle attese di evoluzione dei prezzi di mercato, puntando su prezzi elevati per la copertura dei propri costi fissi di produzione.

- 2.9 In seguito, differenziando sempre più nel tempo i contratti di opzione di volta in volta offerti, lo strumento potrebbe influenzare in misura progressivamente crescente il mix tecnologico. La differenziazione dovrebbe riguardare, tra l'altro, le scadenze dei contratti e i prezzi di esercizio. In questa maniera, il Gestore riuscirebbe a variare la composizione del portafoglio degli acquisiti impegni di disponibilità di capacità produttiva, indirizzando così il parco di generazione verso un mix tecnologico efficiente.
- 2.10 In prospettiva, una quota dei contratti stipulati dal Gestore sarebbe contraddistinta da scadenze pluriennali, in modo da agevolare investimenti in capacità caratterizzati da elevati costi fissi e significativi periodi di ammortamento e di recupero del capitale. In questo scenario risulta allora evidente il legame tra il tema trattato in questa consultazione e quello oggetto del documento 6 agosto 2008, n. 27, recante "Orientamenti in materia di misure volte ad agevolare la negoziazione di contratti di copertura di lungo periodo nel mercato elettrico", documento nel quale sono state avanzate alcune proposte volte a favorire la stipula di contratti di copertura di durata ultradecennale. Il nesso tra il meccanismo di remunerazione della capacità e i contratti di copertura ultradecennale è individuabile nella volontà di favorire la formazione e lo sviluppo di mercati a lungo e a lunghissimo termine, così da fornire agli operatori segnali di prezzo su orizzonti coerenti con qualsiasi tipologia di investimento in capacità generativa.
- 2.11 Proprio a sottolineare sia la rilevanza del potenziale impatto di lungo periodo della riforma del meccanismo di remunerazione della capacità sul parco generativo, sia la necessità del coinvolgimento e dell'indirizzo del Governo sul disegno e sull'attuazione della riforma:
- a. il legislatore ha espressamente stabilito che la proposta elaborata dal Gestore sulla base dei criteri definiti dall'Autorità deve essere approvata con decreto del Ministro delle attività produttive (oggi Ministro dello sviluppo economico), sentita l'Autorità;
  - b. l'Autorità non ha proposto e non intende proporre per il momento alcun valore dei parametri contrattuali che sono in grado di incidere sulla dinamica complessiva del mix tecnologico del parco (es. prezzo di esercizio, premio a base d'asta, taglio del singolo contratto), limitandosi a esprimere i propri orientamenti sui criteri e le condizioni per l'elaborazione della proposta da parte del Gestore e a descriverne le principali implicazioni.
- 2.12 La regolazione volta al contenimento del potere di mercato e quella sul VENT sono state richiamate nel documento per la consultazione n. 10/09 con l'intendimento di considerare le possibili interazioni delle misure per l'adeguatezza con aspetti regolatori che, seppur distinti, presentano una connessione con le citate misure. Il contenimento del potere di mercato, dunque, non costituisce un obiettivo primario del meccanismo di remunerazione proposto, ma eventualmente un effetto collaterale, che, essendo considerato un vantaggio dall'Autorità, contribuisce comunque a valutare positivamente il meccanismo medesimo.

### **3 Punti salienti della proposta di riforma illustrata nel documento per la consultazione n. 10/09**

- 3.1 La proposta di riforma contenuta nel documento per la consultazione n. 10/09 è di seguito descritta in sintesi.
- 3.2 Ai sensi dell'art. 1, comma 2, lett. b), del D.Lgs. 379/2003, il Gestore è tenuto a fissare l'obiettivo di adeguatezza della capacità di generazione in funzione delle previsioni di evoluzione della domanda e della riserva necessaria a garantire predefiniti standard di sicurezza e qualità. L'obiettivo assumerebbe la forma di un vettore di valori tale da coprire un orizzonte temporale pluriennale e sarebbe aggiornato a cadenze regolari (es. annualmente).
- 3.3 I contratti bilaterali stipulati dai produttori con soggetti diversi dal Gestore non sarebbero sottratti dalla capacità-obiettivo.
- 3.4 Il compito di conseguire la capacità-obiettivo sarebbe centralizzato in capo al Gestore, che otterrebbe la disponibilità di capacità stipulando contratti di opzione con i produttori per una quantità massima corrispondente all'obiettivo. I contratti di opzione sarebbero strutturati in modo tale che, in cambio di un premio, la controparte del Gestore si impegnerebbe a pagare al Gestore il prodotto tra la quantità di capacità concordata e l'eventuale differenza positiva tra il prezzo di riferimento e il prezzo di esercizio stabilito nel contratto.
- 3.5 Il prezzo di riferimento per ciascuna ora sarebbe il prezzo zonale del Mercato del giorno prima (di seguito: MGP) relativo alla zona nella quale la controparte del Gestore vende l'energia corrispondente alla propria capacità<sup>2</sup>. Nel caso in cui la sua offerta non fosse accettata sul MGP, la controparte del Gestore sarebbe tenuta a offrire alle medesime condizioni sul Mercato dei servizi di dispacciamento (di seguito: MSD). In caso di offerta sul MSD a un prezzo non superiore a quello di esercizio, il prezzo di riferimento per ciascuna ora sarebbe il prezzo di esercizio. Inoltre, se l'energia elettrica corrispondente alla capacità da rendere disponibile non fosse offerta del tutto o se l'offerta presentata sul MSD fosse caratterizzata da un prezzo superiore a quello di esercizio<sup>3</sup>, il prezzo di riferimento sarebbe il massimo tra:
- a. il prezzo di equilibrio del MGP nella zona in cui è localizzata la capacità generativa;
  - b. i prezzi dell'ultima offerta accettata nelle diverse articolazioni del MSD nella (macro)zona in cui è localizzata la capacità generativa.

---

<sup>2</sup> Per quanto attiene alle quantità relative ai contratti di compravendita di energia elettrica conclusi al di fuori del mercato a pronti, il prezzo di riferimento sarebbe il prezzo del MGP relativo alla zona in cui è localizzata la capacità generativa.

<sup>3</sup> Il differente trattamento nel caso delle offerte sul MSD rispetto a quelle sul MGP è evidentemente dovuto al diverso meccanismo di formazione del prezzo nei citati mercati. Qualora si adottasse il *system marginal price* anche sul MSD, le regole per la determinazione del prezzo di riferimento sarebbero uguali nelle diverse articolazioni del mercato a pronti.

- 3.6 Il prezzo di esercizio, che sarebbe proposto dal Gestore in funzione dei costi variabili delle tecnologie di generazione necessarie per perseguire l'obiettivo di adeguatezza al minore costo per gli utenti, potrebbe essere fisso o indicizzato.
- 3.7 Il premio dell'opzione sarebbe la variabile su cui porre in competizione gli operatori rispetto all'opportunità di diventare controparte del Gestore, al fine di minimizzare gli oneri che l'implementazione di un meccanismo di remunerazione della capacità di generazione determina sul Gestore e, indirettamente, sull'insieme dei consumatori.
- 3.8 A seguito della sottoscrizione del contratto, il produttore sarebbe incentivato a rendere disponibile la propria capacità proprio nelle ore di scarsità. Ciò accadrebbe per il fatto che, essendo tali ore contraddistinte da prezzo elevato, aumenterebbe la perdita cui il produttore potrebbe andare incontro se, in mancanza di capacità propria, non potesse controbilanciare l'eventuale trasferimento a favore del Gestore con la vendita sul mercato a pronti dell'energia elettrica prodotta.
- 3.9 Per rendere improbabile che la controparte del Gestore assuma, a puro scopo speculativo, gli impegni connessi alla sottoscrizione del contratto di opzione, potrebbe essere opportuno definire un sistema di garanzie contro il rischio di inadempimento e prevedere sia specifici controlli sugli impianti sia obblighi ulteriori rispetto al pagamento dell'eventuale differenziale positivo tra il prezzo di riferimento e il prezzo di esercizio.
- 3.10 Al fine di mantenere nel tempo la contendibilità del mercato della capacità, sarebbero posti dei limiti alla quantità di capacità che può essere acquisita ogni anno dal Gestore con riferimento a diverse durate (in termini di numero di anni successivi) di impegno.
- 3.11 A ciascuna controparte del Gestore sarebbe consentito di trasferire, parzialmente o integralmente, la propria posizione a terzi, a condizione che questi ultimi rispettino i medesimi requisiti e vincoli del soggetto cedente.
- 3.12 Si prevederebbe di far coesistere per un anno il meccanismo di remunerazione attualmente vigente con quello proposto dall'Autorità, in ragione dell'opportunità di effettuare una transizione graduale.
- 3.13 L'onere sostenuto dal Gestore per il pagamento dei premi, al netto dei proventi generati dai differenziali positivi tra i prezzi di riferimento e i prezzi di esercizio stabiliti nei contratti di opzione, verrebbe finanziato attraverso l'applicazione sugli utenti di un corrispettivo per la remunerazione della capacità produttiva, che sostituirebbe quello attuale.

#### **4 Profili generali della proposta di riforma avanzata con il documento per la consultazione n. 10/09**

### *Dalle risposte alla consultazione*

- 4.1 Una parte degli operatori che hanno risposto al documento per la consultazione n. 10/09, oltre a considerare complesso il meccanismo di remunerazione proposto dall’Autorità, lo giudicano distorsivo per il mercato.
- 4.2 La maggior parte degli operatori e delle associazioni di categoria manifesta forti perplessità sui meccanismi fondati sui prezzi zionali del mercato a pronti per un duplice ordine di motivi. Da un lato esistono significative incertezze in relazione agli esiti che potrà avere la riforma del mercato elettrico sul meccanismo di formazione del prezzo del mercato a pronti. Dall’altro lato si individua nell’attuale procedura di modificazione delle zone un fattore di potenziale rischio regolatorio, capace di incidere in modo rilevante sul valore di contratti di opzione di durata pluriennale.
- 4.3 Molti soggetti ritengono che la questione dell’adeguatezza della capacità di generazione non possa essere trattata disgiuntamente dalla materia delle congestioni della rete di trasporto. Gli operatori percepiscono come un rischio effettivo la possibilità che il Gestore sopperisca alle inefficienze sulla rete generando ridondanza nel parco produttivo. Inoltre alcuni di essi considerano eccessivo il potere di indirizzo riconosciuto al Gestore in materia di generazione nell’ambito del disegno delineato dall’Autorità.
- 4.4 La quasi totalità richiede un approfondimento e alcuni anche un’analisi di impatto. In più, per alcuni produttori sarebbe preferibile mantenere l’attuale sistema di *capacity payment*, apportando allo stesso alcuni aggiustamenti, come, ad esempio, l’incremento della frequenza delle stime dei periodi critici effettuate dal Gestore. Tra questi produttori, uno ha suggerito una soluzione mista, che consiste nell’adozione di un *capacity payment* per il mantenimento in servizio della capacità esistente e di un meccanismo fondato su contratti di opzione per la nuova capacità di punta<sup>4</sup>. Un altro ha invece proposto di applicare un sistema di *capacity payment* fondato sul modello spagnolo<sup>5</sup>.

---

<sup>4</sup> La remunerazione per la capacità esistente verrebbe stabilita con una procedura d’asta al ribasso a partecipazione volontaria, in cui la remunerazione a base d’asta sarebbe determinata in funzione dei costi di sostituzione delle unità esistenti e di un tasso di ammortamento medio del parco esistente. Inoltre, grazie a un meccanismo di aggiustamento *ex post*, sarebbe possibile effettuare una redistribuzione delle risorse a favore delle unità di produzione che, seppur disponibili, non sono chiamate a produrre, escludendo invece dalla remunerazione le unità che, seppur selezionate a valle dell’asta, producono per un numero di ore/anno superiore a un determinato valore soglia.

<sup>5</sup> Il sistema di *capacity payment* vigente in Spagna dal 2008 (“Pagos por capacidad”) si articola in due parti, il “Servicio de disponibilidad” e l’“Incentivo a la inversión”.

Il *Servicio de disponibilidad* è un *capacity payment* destinato alla capacità già installata e volto a ottenere la disponibilità di capacità su un orizzonte temporale pari o inferiore a un anno da parte di impianti contraddistinti da tecnologie tali che, con probabilità elevata, potrebbero non essere inclusi nella programmazione relativa alle ore di punta. Il meccanismo, che è gestito dal Gestore della rete di trasmissione, prevede la stipula di contratti bilaterali tra il Gestore e i produttori, previa approvazione dei prodotti necessari da parte del Ministero dell’industria, del commercio e dell’artigianato. Qualora il produttore non rispettasse gli impegni stabiliti dal contratto, verrebbe applicata una sanzione proporzionale alla gravità della violazione.

4.5 I sistemi di remunerazione indicati come preferibili da parte dei soggetti che hanno partecipato alla consultazione n. 10/09 non sembrano adeguati. Essi infatti non riuscirebbero a superare alcune fondamentali criticità che già contraddistinguono il meccanismo attualmente in vigore e, da certi punti di vista, ne creerebbero di nuove.

#### *Lo strumento incentivante*

4.6 Nessuna di queste alternative è paragonabile ai contratti di opzione sotto il profilo dell'intensità dell'incentivo a rendere disponibile la capacità nelle ore e nelle zone in cui effettivamente serve.

4.7 Infatti, se si esclude il modello spagnolo di *capacity payment*, in nessuno degli altri meccanismi suggeriti dagli operatori si prevedono, a fronte del mancato rispetto dell'impegno a rendere disponibile la capacità, penalizzazioni diverse dalla semplice esclusione dalla ripartizione delle risorse economiche dedicate al meccanismo di remunerazione.

4.8 Nella regolazione spagnola è esplicitamente stabilito che, nel caso in cui il produttore non dovesse rispettare gli impegni assunti con il Gestore, sarebbero applicate sanzioni proporzionali alla gravità della violazione. Tuttavia non è noto il meccanismo di calcolo della sanzione.

4.9 I contratti di opzione, invece, non solo avrebbero il vantaggio di includere una penalizzazione effettiva in caso di mancato rispetto dell'impegno a rendere disponibile la capacità produttiva, ma conterrebbero un chiaro algoritmo di calcolo della penalizzazione medesima, pari all'eventuale differenziale positivo tra il prezzo di riferimento e il prezzo di esercizio. Questo automatismo, da un lato, ridurrebbe il rischio per i produttori connesso all'incertezza sulla sanzione e, dall'altro lato, costituirebbe un indubbio incentivo a rendere disponibile la capacità proprio nelle ore e nelle zone in cui serve al sistema elettrico.

4.10 Alla luce di quanto appena espresso, si conferma dunque l'orientamento dell'Autorità a fondare la riforma del meccanismo di remunerazione della capacità sulla stipula di contratti di opzione da parte del Gestore.

4.11 Nel contempo, però, nel definire i criteri della riforma, si terrà conto di alcune utili segnalazioni emerse nel corso della precedente consultazione. Il disegno del meccanismo sarà dunque il più semplice possibile e, prima dell'approvazione del provvedimento da parte dell'Autorità, si effettuerà almeno un seminario, in modo da soddisfare l'esigenza di approfondimento manifestata dagli operatori.

4.12 Non si ritiene inoltre necessario distinguere tra capacità esistente e nuova capacità, in quanto ciò introdurrebbe nella riforma un'ulteriore dimensione che, a fronte dell'incremento della complessità gestionale del meccanismo, non apporterebbe alcun vantaggio significativo rispetto al perseguimento dell'obiettivo dell'adeguatezza al minor costo per gli utenti. Ai fini del citato obiettivo è infatti

---

L'*Incentivo a la inversión* è un *capacity payment* destinato alla realizzazione ed effettiva entrata in esercizio di nuova capacità. Ne possono beneficiare per 10 anni al massimo gli impianti con potenza installata superiore a 50 MW e consiste nel riconoscimento di un importo che è funzione della capacità installata e di un indice di copertura. Se si verificano determinate condizioni, il Ministero competente può introdurre procedure d'asta per il riconoscimento della remunerazione.

ininfluente che la capacità sia resa disponibile da unità di nuova realizzazione o da unità esistenti.

- 4.13 Peraltro, se la richiesta di adottare il meccanismo delle opzioni soltanto con riferimento alla nuova capacità fosse dettata dal timore che la capacità esistente possa essere penalizzata dal meccanismo medesimo, occorrerebbe tenere presente che:
- a. per entrare a regime e consentire la piena copertura dell'obiettivo di capacità, la riforma richiederebbe un tempo sufficientemente lungo da permettere ai soggetti che hanno investito in unità già esistenti di non subire un drastico cambiamento degli scenari sulla base dei quali hanno effettuato i propri investimenti;
  - b. è molto probabile che, soprattutto nei primi anni di attuazione della riforma, la capacità esistente, i cui costi fissi sono stati almeno in parte recuperati, abbia un vantaggio competitivo rispetto alla capacità produttiva ancora da realizzare, perlomeno con riferimento ai contratti con scadenze brevi.

*SI: Si condivide la proposta di non distinguere tra capacità esistente e nuova capacità in sede di allocazione dei contratti di opzione? In caso di risposta negativa, si prega di motivare.*

#### *Le distorsioni per il mercato*

- 4.14 Rispetto a un obiettivo primario come l'adeguatezza della capacità produttiva al minore costo per gli utenti, il mercato riveste la funzione di strumento e non di fine.
- 4.15 Tuttavia, come già evidenziato nel documento per la consultazione n. 10/09 e riconosciuto dagli operatori, il mercato a pronti non è uno strumento adatto a conseguire il suddetto obiettivo.
- 4.16 Il D.Lgs. 379/2003 impone che la ricerca dello strumento più idoneo allo scopo si orienti verso meccanismi non distorsivi per il mercato.
- 4.17 Non si reputa distorsivo per il mercato il meccanismo basato sui contratti di opzione, essendo esso stesso uno strumento di mercato, che andrebbe a integrare il mercato elettrico. Peraltro, a sottolineare il ruolo che manterrebbe il mercato a pronti, si tenga presente che il valore dei prodotti trattati sul mercato della capacità sarebbe funzione dei prezzi attesi nel mercato a pronti, in particolare con riferimento ai contratti di opzione con scadenze brevi.
- 4.18 È necessario in più evidenziare che:
- a. la partecipazione al mercato della capacità sarebbe volontaria;
  - b. dopo l'introduzione del meccanismo delle opzioni, gli operatori continuerebbero a poter stipulare contratti bilaterali di compravendita di energia elettrica e non verrebbe imposta per via amministrativa alcuna clausola tale da obbligare gli

acquirenti a riconoscere al produttore gli importi che lo stesso è tenuto a versare al Gestore in forza dei contratti di opzione<sup>6</sup>.

- 4.19 Infine, appare prematuro svolgere in questa fase un'analisi quantitativa di impatto del meccanismo delle opzioni. Le conseguenze che quest'ultimo determinerà dipenderanno infatti da fattori la cui dinamica non è prevedibile né in questa fase, né quando l'Autorità stabilirà i criteri e le condizioni sulla base dei quali il Gestore elaborerà in dettaglio la proposta relativa al meccanismo di remunerazione. Tra questi fattori possono essere annoverati, ad esempio, il cronoprogramma di approvvigionamento di capacità che sarà predisposto dal Gestore, le caratteristiche delle procedure competitive, il costo delle garanzie e, non ultimi, il grado di adesione degli operatori alle aste e le loro condotte in occasione delle stesse.
- 4.20 Di seguito, tuttavia, sono analizzati i principali effetti, ulteriori rispetto al perseguimento dell'obiettivo dell'adeguatezza al minor costo per gli utenti, che si ritiene il meccanismo delle opzioni possa produrre.
- 4.21 I picchi di prezzo del mercato a pronti subirebbero una pressione al ribasso, nella misura in cui non fossero dovuti a livelli elevati del costo marginale di breve periodo dell'impianto marginale necessario per soddisfare la domanda. Infatti, il contratto di opzione ridurrebbe notevolmente l'interesse per gli operatori a sottrarre capacità e li indurrebbe a presentare offerte con prezzi più rispondenti ai costi marginali di breve periodo. Un analogo fenomeno si registrerebbe anche sui mercati a termine (organizzato e dei bilaterali).
- 4.22 La scelta da parte dei produttori di partecipare al meccanismo sconterebbe inevitabilmente questo effetto di contenimento dei picchi di prezzo ai soli casi spiegati dai fondamentali. Ciò, a sua volta, spingerebbe i produttori a partecipare alle aste, per divenire controparti del Gestore nei contratti di opzione. Infatti, a fronte del vantaggio di poter trattenere la differenza positiva tra i prezzi del mercato a pronti e il prezzo di esercizio, i produttori che decidessero di non stipulare alcun contratto di opzione con il Gestore sarebbero costretti a rinunciare al premio del contratto di opzione e a subire la riduzione della frequenza di prezzi superiori a quelli di esercizio.
- 4.23 Al tempo stesso, la possibilità di trasferire sul premio delle opzioni il potere di mercato eventualmente detenuto dai produttori sarebbe contrastato dalla possibilità per i nuovi entranti di sottoscrivere i contratti di opzione a fronte di premi non superiori ai costi di realizzazione di nuova capacità produttiva di punta. Infatti, almeno a regime, il meccanismo prevederebbe, tra l'assunzione dell'impegno e l'inizio del suo assolvimento, un periodo coerente con quanto necessario per la realizzazione di nuova capacità produttiva.
- 4.24 Le transazioni tra soggetti diversi dal Gestore continuerebbero a distribuirsi tra i mercati a pronti e a termine come in assenza del meccanismo. Il rischio che il consumatore controparte di un contratto a termine paghi due volte il contributo per

---

<sup>6</sup> L'ipotesi dell'inserimento di una clausola di questo tipo era stata indicata nel documento n.10/09 semplicemente come una delle possibilità nella disponibilità delle parti del contratto bilaterale per consentire al produttore di coprirsi dal rischio di mercato che deriverebbe dall'aver stipulato anche un contratto di opzione con il Gestore.

l'adeguatezza (sia nel contratto che attraverso il meccanismo di remunerazione della capacità) non sussisterebbe. Infatti, eventuali differenze tra prezzi a termine e prezzi a pronti attesi sarebbero, se presenti, dovuti a una scarsa concorrenza dal lato dell'offerta nei mercati a termine. Questa scarsità di concorrenza produrrebbe, del resto, i medesimi effetti, in termini di distorsione tra prezzi a termine e prezzi a pronti, anche in assenza del meccanismo di remunerazione della capacità. D'altra parte, si deve notare che proprio il meccanismo proposto tenderebbe ad aumentare la concorrenza nei mercati a termine, poiché ridurrebbe la rischiosità dei mercati a pronti e consentirebbe, pertanto, un maggior arbitraggio tra mercati a pronti e mercati a termine.

4.25 Inoltre, l'introduzione di un meccanismo di remunerazione della capacità come quello proposto condurrebbe, a parità di adeguatezza del sistema, a una riduzione dei prezzi a pronti attesi almeno pari al valore del premio netto<sup>7</sup> pagato dagli utenti; se, infatti, i prezzi a pronti attesi *ante*-meccanismo<sup>8</sup> non fossero mai superiori al prezzo di esercizio, la concorrenza spingerebbe il valore del premio a zero; se, al contrario, i citati prezzi a pronti fossero superiori al prezzo di esercizio, i produttori – per una naturale avversione al rischio – sarebbero disposti a ottenere un premio inferiore al valore atteso di questa differenza<sup>9</sup>. I prezzi spot attesi *post*-meccanismo si ridurrebbero al di sotto del prezzo di esercizio o, nella misura in cui ciò non accadesse, si contrarrebbe il premio netto, grazie alle differenze incassate dal Gestore.

4.26 È vero, del resto, che, come esplicitato nel documento di consultazione n. 10/09, le controparti contrattuali del Gestore che cedono la loro produzione attraverso contratti a termine resterebbero esposti al rischio sul valore dell'eventuale differenziale positivo tra il prezzo di riferimento e il prezzo di esercizio delle opzioni. In assenza del meccanismo, infatti, i produttori che vendono la loro energia a termine sarebbero pienamente coperti (almeno potenzialmente) dal rischio di mercato<sup>10</sup>. Avendo sottoscritto le opzioni, invece, i produttori che vendono a termine assumerebbero un piccolo rischio legato agli scostamenti del valore effettivo del differenziale rispetto a quanto implicito nel prezzo a termine. Tuttavia, i produttori potrebbero coprirsi anche da questo rischio se riuscissero a concordare con la controparte l'inserimento nei contratti bilaterali di una clausola che, a fronte di un'adeguata riduzione del prezzo a termine, preveda di riconoscere al produttore gli importi corrispondenti a dette differenze.

---

<sup>7</sup> Per *premio netto* si intende il premio al netto delle differenze positive tra il prezzo di riferimento e il prezzo di esercizio, differenze dovute in forza dei contratti di opzione.

<sup>8</sup> Ovvero quelli che sarebbero attesi in assenza del meccanismo.

<sup>9</sup> Quanto sopra trascura il rischio assunto dal produttore e relativo alla possibile indisponibilità dell'impianto nelle ore in cui, essendo valida l'opzione, il prezzo di riferimento supera quello di esercizio; tale rischio, tipico di ogni cessione a termine da parte del produttore, si ipotizza di ordine inferiore.

<sup>10</sup> Al netto di considerazioni relative all'effettiva possibilità di generare, con il grado di efficienza atteso, l'energia elettrica ceduta a termine.

*S2: Alla luce delle precisazioni sul presunto effetto distorsivo per il mercato e, in particolare, sull'intenzione di non imporre l'inserimento per via amministrativa di alcuna clausola tale da obbligare gli acquirenti a riconoscere al produttore gli importi che lo stesso è tenuto a versare al Gestore in forza dei contratti di opzione, si ritiene che il meccanismo di remunerazione basato sui contratti di opzione sia distorsivo per il mercato? In caso di risposta positiva, si prega di motivare.*

*S3: Si ritiene che nei punti da 4.21 a 4.26 siano stati descritti i principali effetti del meccanismo delle opzioni? In caso di risposta negativa, si prega di motivare.*

#### *La riforma del mercato elettrico*

4.27 In relazione alla riforma del mercato elettrico, occorrerà individuare insieme al Ministero dello sviluppo economico gli accorgimenti tecnici che escludano un impatto distorsivo sul valore dei contratti del mercato della capacità. Una possibile soluzione potrebbe consistere nello stabilire che i provvedimenti normativi che incidono sul meccanismo di formazione del prezzo di riferimento delle opzioni abbiano una decorrenza successiva all'ultimo giorno di consegna dei contratti di opzione conclusi prima dell'approvazione dei suddetti provvedimenti.

*S4: I rischi legati agli esiti della riforma del mercato elettrico sarebbero sufficientemente attenuati se, con riferimento al meccanismo di formazione dei prezzi del mercato a pronti, le amministrazioni che hanno la competenza di adottare i relativi provvedimenti normativi facessero decorrere l'efficacia dei provvedimenti medesimi da una data successiva all'ultimo giorno di consegna dei contratti di opzione conclusi prima dell'approvazione dei suddetti provvedimenti?*

#### *La localizzazione della capacità*

4.28 In tema di localizzazione della capacità, si potrebbe prevedere che, almeno per i contratti con scadenze più lunghe, i vincoli di posizionamento geografico della capacità siano definiti sempre più puntualmente all'avvicinarsi dell'inizio del periodo di consegna. Inizialmente, l'impegno potrebbe essere riferito a macroaree più ampie delle zone utilizzate nel mercato elettrico. In particolare il territorio nazionale sarebbe a tal fine ripartito in un numero contenuto di macroaree geografiche (es. Nord, Centro, Sud continentale, Sicilia, Sardegna), le quali includerebbero una o più delle attuali zone in cui è suddiviso il mercato elettrico, e ciascun contratto sarebbe inizialmente riferito ad almeno una delle citate macroaree. All'avvicinarsi dell'inizio del periodo di consegna – e comunque non oltre un tempo limite individuato dal Gestore – la controparte del Gestore dovrebbe indicare una più precisa localizzazione geografica del proprio impegno.

4.29 Questa metodologia renderebbe meno stringente il vincolo territoriale per i produttori. Sarebbe infatti ampliata la possibilità di scelta della localizzazione della nuova capacità oggetto degli impegni di ciascun contratto di opzione. Di conseguenza, con riferimento alla capacità di nuova realizzazione o soggetta a

ripotenziamento, si abbatterebbe drasticamente il cd. rischio autorizzativo, cioè l'incertezza connessa al contenuto e ai tempi delle decisioni autorizzative assunte dagli enti territoriali regionali e locali competenti. Infatti, la controparte del Gestore che dovesse subire un rifiuto o un ritardo degli enti di un certo territorio potrebbe adempiere ai propri impegni richiedendo le autorizzazioni necessarie agli enti di altri territori all'interno della medesima macroarea.

4.30 Nel contempo, però, la maggiore flessibilità geografica accordata ai produttori non sarebbe associata in linea di principio a effetti negativi significativi per il sistema elettrico, dato che il Gestore avrebbe un lasso di tempo sufficiente per adeguare la rete di trasmissione in funzione degli sviluppi della capacità di generazione anticipati dalla stipula dei contratti di opzione. In più l'adozione di macroaree geografiche faciliterebbe al Gestore la stima della capacità obiettivo relativa a ciascun segmento in cui è suddiviso il territorio nazionale ai fini del meccanismo di remunerazione della capacità.

4.31 Una volta indicata la localizzazione esatta della capacità con la quale adempiere al contratto stipulato con il Gestore, il prezzo di riferimento del contratto specifico sarebbe riferito alla zona del mercato elettrico cui detta localizzazione è riferita.

*S5: Si ritiene opportuno che, almeno per i contratti con scadenze più lunghe, i vincoli di posizionamento geografico della capacità oggetto dei contratti seguano una segmentazione del territorio nazionale diversa dalla configurazione zonale applicata nel mercato elettrico, secondo quanto indicato ai punti 4.28 e seguenti? In caso di risposta negativa, si prega di motivare.*

#### *I potenziali conflitti di interesse del Gestore e i possibili contrappesi*

4.32 A seguito dell'implementazione del sistema di remunerazione basato sulle opzioni, il Gestore svolgerebbe contemporaneamente le seguenti attività:

- a. nell'ambito del meccanismo delle opzioni, definirebbe e aggiornerebbe la capacità-obiettivo e presenterebbe e aggiornerebbe la proposta per disciplinare nel dettaglio il meccanismo di remunerazione sulla base dei criteri e delle condizioni stabilite dall'Autorità; la citata proposta includerebbe anche i programmi di allocazione dei contratti di opzione, la descrizione dei prodotti che si intenderebbe sottoporre a procedura competitiva, il dettaglio degli schemi contrattuali e i disciplinari d'asta;
- b. gestirebbe le congestioni e svilupperebbe la rete di trasmissione elettrica nazionale;
- c. si occuperebbe di connettere le unità di produzione alla rete di trasmissione nazionale.

4.33 I vantaggi in termine di riduzione dei costi di transazione derivanti dalla concentrazione di compiti appena descritta appaiono evidenti. Tuttavia, come segnalato sia nel documento per la consultazione n. 10/09 sia nelle risposte allo stesso, questa concentrazione potrebbe indurre il Gestore ad adottare condotte

opportunistiche. A titolo esemplificativo e non esaustivo, il Gestore potrebbe far fronte alle inefficienze sul lato della trasmissione con un approvvigionamento di capacità superiore a quanto socialmente desiderabile. A tal fine, dunque, il Gestore potrebbe essere incentivato a sovrastimare la capacità-obiettivo.

4.34 Al fine di contenere i rischi di condotte opportunistiche da parte del Gestore, si potrebbe imporre allo stesso un grado di trasparenza particolarmente accentuato, che dovrebbe riguardare parallelamente tanto l'approvvigionamento di capacità di generazione, quanto la gestione e lo sviluppo della rete di trasmissione nazionale e delle connessioni.

4.35 In particolare, occorrerebbe obbligare il Gestore a:

- a. stimare, per ciascuna zona, i costi relativi del soddisfacimento del fabbisogno di capacità mediante l'approvvigionamento di capacità produttiva nella medesima zona rispetto alla risoluzione delle congestioni intrazonali e interzonali;
- b. motivare le scelte effettuate nel predisporre i programmi di allocazione dei contratti di opzione e nello strutturare i prodotti che intenderebbe sottoporre a procedura competitiva;
- c. esplicitare, in relazione alle congestioni di rete e alle connessioni delle unità di produzione alla rete medesima, le ipotesi di cronoprogramma e di soluzioni progettuali che sono alla base dei piani di allocazione dei contratti di opzione sottoposti all'approvazione del Ministero dello sviluppo economico, indicando anche i principali fattori che potrebbero ostacolare il verificarsi delle citate ipotesi e la realizzazione delle suddette soluzioni progettuali;
- d. giustificare le variazioni temporali delle stime dei valori della capacità-obiettivo, dei costi di cui alla lettera a, dei cronoprogrammi e delle soluzioni progettuali di cui alla lettera c;
- e. monitorare in modo continuativo lo stato di mantenimento in efficienza della capacità di generazione esistente e lo stato di avanzamento dei lavori della capacità da realizzare, ai sensi di quanto stabilito dall'art. 3 del D.Lgs. 379/2003;
- f. fornire al Ministero dello sviluppo economico e all'Autorità, al termine di ciascuna procedura competitiva, un rendiconto dettagliato dei contratti di opzione stipulati e ad informare le stesse amministrazioni, con frequenza almeno trimestrale o semestrale, sull'evoluzione degli aspetti indicati alle lettere precedenti;
- g. pubblicare con frequenza almeno annuale un rapporto sugli aspetti indicati alle lettere precedenti.

4.36 In più, al fine di incentivare il Gestore medesimo a fornire stime particolarmente accurate in tema di capacità-obiettivo, sarebbe necessario introdurre un sistema di premi e penali regolato in funzione delle differenze tra le suddette stime e i valori di consuntivo relativi al fabbisogno di capacità di generazione.

4.37 Gli accorgimenti descritti ai punti precedenti consentirebbero, da un lato, di valutare congiuntamente l'insieme delle attività svolte dal Gestore, ponendone in rilievo il grado di efficienza. Dall'altro lato, agevolerebbero l'emersione dei

principali fattori strutturali, comportamentali e normativi che ostacolano uno sviluppo armonico delle capacità di generazione e di trasmissione.

- 4.38 Infine, con l'intento duplice di attenuare i potenziali conflitti di interesse del Gestore e di sfruttare evidenti economie di specializzazione, si potrebbe anche immaginare di assegnare alcune attività, quali ad esempio la gestione delle procedure competitive e del sistema di garanzia, al Gestore del mercato elettrico SpA (di seguito: GME SpA). Parallelamente, però, la ripartizione di attività relative al medesimo meccanismo genererebbe dei costi di transazione legati al coordinamento tra le azioni del Gestore e quelle del GME SpA.

*S6: Si ritiene che gli accorgimenti di cui ai punti da 4.34 a 4.36 siano idonei a contenere i rischi di condotte opportunistiche da parte del Gestore e a creare le condizioni per uno sviluppo armonico delle capacità di generazione e di trasmissione? In caso di risposta negativa, si prega di motivare.*

*S7: Sarebbe opportuno assegnare al GME SpA alcune attività relative alla gestione del meccanismo delle opzioni, quali ad esempio la gestione delle procedure competitive, del sistema di garanzia e del mercato secondario dei contratti?*

## **5 Aspetti specifici della proposta di riforma del meccanismo di remunerazione della capacità generativa**

- 5.1 In questa sezione sono affrontati alcuni aspetti di dettaglio, in modo tale da illustrare le posizioni scaturite su questi temi dalle risposte alla precedente consultazione e, laddove necessario, in maniera tale da fornire le integrazioni e i chiarimenti richiesti.

### *L'obiettivo di adeguatezza*

- 5.2 Nel corso della consultazione n. 10/09 si è registrato un generale consenso all'idea di sviluppare le stime di capacità-obiettivo su orizzonti pluriennali, anche di durata decennale. Questo arco temporale viene dunque considerato idoneo a porre gli operatori nelle condizioni di effettuare le opportune valutazioni in tema di investimenti.
- 5.3 Gli operatori e le associazioni di categoria condividono che la determinazione della capacità-obiettivo e la gestione del perseguimento dell'obiettivo di adeguatezza siano assegnate al Gestore. In questo modo si riuscirebbe a:
- trarre i benefici dell'integrazione informativa di cui gode il Gestore in materia di evoluzione del fabbisogno di energia elettrica, della capacità disponibile e dei vincoli nella fase di trasporto;

- b. ottenere il massimo vantaggio in termini di riduzione dei costi di transazione e a scongiurare i maggiori costi che potrebbero emergere nel caso in cui la gestione fosse assegnata agli operatori attivi in segmenti della filiera aperti alla concorrenza (es. venditori).
- 5.4 Tuttavia, alcuni operatori hanno chiesto che la determinazione della capacità-obiettivo da parte del Gestore sia sottoposta ad approvazione da parte di soggetti terzi. Altri, invece, concentrandosi sull’algoritmo per la quantificazione della capacità-obiettivo, hanno chiesto che la materia della definizione della capacità-obiettivo sia lasciata all’autonomia del Gestore.
- 5.5 Pur riconoscendo al Gestore la competenza a determinare la capacità-obiettivo, sarebbe opportuno che, secondo quanto già anticipato al punto 4.35 e al fine di attenuare il rischio di condotte opportunistiche da parte del Gestore stesso, il vettore della capacità-obiettivo costituisca parte integrante del programma di approvvigionamento della capacità di generazione da sottoporre all’approvazione del Ministero dello sviluppo economico, sentita l’Autorità. Nella determinazione dell’obiettivo, il Gestore sarebbe autonomo nell’elaborazione della metodologia di stima, che dovrebbe però essere comunicata alle citate amministrazioni insieme alle relative ipotesi.

#### *Le controparti del Gestore*

- 5.6 Le risposte degli operatori e delle associazioni di categoria in merito all’opportunità di estendere la platea delle potenziali controparti del Gestore ai consumatori interrompibili sono state divergenti. Alcuni si sono espressi favorevolmente; altri in senso contrario; altri ancora, pur essendo neutrali rispetto a questo aspetto, hanno chiesto che l’eventuale estensione sia condizionata alla non cumulabilità della remunerazione del meccanismo delle opzioni con altre forme di remunerazione dell’interrompibilità.
- 5.7 Anche alla luce delle risposte pervenute, l’Autorità ritiene che i consumatori interrompibili istantaneamente non debbano essere inclusi tra le potenziali controparti del Gestore e debbano, quindi, essere considerati alla stregua degli altri consumatori ai fini della disciplina della remunerazione della disponibilità di capacità di generazione elettrica. Infatti, le risorse interrompibili istantaneamente sono gestite con finalità di garanzia della sicurezza del sistema più che di garanzia di adeguatezza dello stesso; il ricorso al distacco delle risorse interrompibili istantaneamente in caso di inadeguatezza del sistema – ciò che di fatto consentirebbe di assimilare i consumi interrompibili alla capacità produttiva ai fini del meccanismo di remunerazione della disponibilità di capacità – rischierebbe di compromettere la sicurezza dello stesso.

#### *I contratti bilaterali*

- 5.8 Nella precedente consultazione si è registrato un generale consenso all’orientamento di non sottrarre dalla capacità-obiettivo i contratti bilaterali stipulati dai produttori per la vendita della loro energia elettrica. Alcuni operatori hanno però chiesto che non si crei un’interazione automatica tra mercato dei bilaterali e mercato a pronti,

come accadrebbe se fosse imposto per via amministrativa l'inserimento nei contratti bilaterali di clausole secondo cui l'acquirente dovrebbe riconoscere al produttore gli importi che lo stesso sarebbe tenuto a versare al Gestore in forza dei contratti di opzione. Come già anticipato, l'Autorità non intende imporre alcuna clausola in tal senso.

L'Autorità intende tuttavia valutare la possibilità di prevedere che il produttore possa assolvere agli impegni assunti attraverso il contratto di opzione anche programmando l'energia equivalente attraverso uno o più contratti bilaterali, senza essere tenuto a riconoscere al Gestore l'eventuale differenza positiva tra il prezzo di riferimento e il prezzo di esercizio stabilito nel contratto di opzione; in tal caso, tuttavia, l'utente del dispacciamento in prelievo controparte del contratto bilaterale non avrebbe titolo ad ottenere, per l'energia corrispondente, l'eventuale riduzione dei corrispettivi derivante dai proventi generati dai differenziali positivi tra i prezzi di riferimento e i prezzi di esercizio stabiliti nei contratti di opzione.

#### *Il prezzo di riferimento*

- 5.9 È stata segnalata dalla generalità dei soggetti che hanno risposto al documento per la consultazione n. 10/09 la necessità di fornire maggiori dettagli sul prezzo di riferimento e sugli obblighi delle controparti del Gestore in relazione al pagamento del differenziale tra prezzo di riferimento e prezzo di esercizio. Un numero esiguo di operatori hanno avanzato anche la richiesta di non tenere conto delle quotazioni che si formano sul MSD, in considerazione delle differenze con i mercati dell'energia in termini di prodotti trattati e di meccanismo di formazione del prezzo.
- 5.10 Ai fini dell'adeguatezza è necessario che la capacità di generazione copra tanto la domanda di energia elettrica quanto il fabbisogno di riserva. Occorrerebbe dunque includere anche il MSD tra i mercati in cui il produttore dovrebbe offrire la propria capacità, soddisfacendo gli impegni assunti con il Gestore. Tuttavia, essendo prioritario il soddisfacimento della domanda di energia elettrica, la controparte del Gestore dovrebbe essere obbligata a offrire dapprima la capacità oggetto del contratto interamente sul MGP. Successivamente, nell'ipotesi in cui non fosse accettata o fosse accettata parzialmente sul MGP, la controparte del Gestore dovrebbe offrire sul MSD la parte non accettata sul MGP.
- 5.11 Il meccanismo potrebbe invece non tenere conto del Mercato infragiornaliero (di seguito: MI). Essendo quest'ultimo un mercato dell'energia elettrica finalizzato a rendere possibili eventuali aggiustamenti rispetto alle posizioni assunte sul MGP, si ritiene che la sua esclusione non pregiudichi il corretto funzionamento del meccanismo di remunerazione ed eviti anzi possibili effetti distorsivi che potrebbero derivare dalla sua inclusione<sup>11</sup>.

---

<sup>11</sup> Si pensi, ad esempio, che, se le controparti del Gestore potessero soddisfare l'obbligo di rendere disponibile la propria capacità sul mercato a pronti dell'energia elettrica offrendo indifferentemente sul MGP o sul MI, si agevolerebbero strategie volte ad aumentare il prezzo del MGP, che è quello più rappresentativo del mercato a pronti dell'energia elettrica. Ciò, in caso di assenza di un efficace arbitraggio da parte degli altri operatori, potrebbe essere realizzato attraverso l'indisponibilità della capacità sul MGP e la successiva disponibilità della stessa capacità sul MI.

5.12 Il prezzo di riferimento dovrebbe essere definito in modo tale da rendere comunque penalizzante per il produttore l'indisponibilità della capacità o la disponibilità a un prezzo superiore al prezzo di esercizio. Quindi, in relazione alle ore in cui si fosse impegnato a rendere disponibile la sua capacità, per il produttore dovrebbe risultare comunque non conveniente:

- a. presentare offerte sul MGP e sul MSD a prezzi superiori al prezzo di esercizio ovvero, se più elevati, ai propri costi variabili;
- b. non presentare alcuna offerta sul mercato a pronti.

Ciò avrebbe come conseguenza che i produttori controparti del Gestore sarebbero indotti a presentare, soprattutto rispetto a unità marginali, offerte a un prezzo non superiore al prezzo di esercizio ovvero, se più elevati, ai propri costi variabili.

5.13 Per fornire ai produttori i corretti incentivi nella determinazione delle offerte sul mercato a pronti, dunque, il prezzo di riferimento dovrebbe essere pari a:

- a. il prezzo del MGP relativo alla zona in cui è localizzata la capacità generativa se tale capacità è stata resa disponibile su questo mercato e la corrispondente offerta è stata accettata;
- b. il prezzo di esercizio del contratto di opzione se la capacità è stata resa disponibile su uno dei segmenti del MSD a un prezzo non superiore al prezzo di esercizio;
- c. il prezzo dell'offerta su uno dei segmenti del MSD se la capacità è stata resa disponibile sul medesimo segmento a un prezzo superiore al prezzo di esercizio e la corrispondente offerta è stata accettata;
- d. se la capacità non è stata offerta né su MGP né su MSD o se è stata resa disponibile sul MSD a un prezzo superiore al prezzo di esercizio e la corrispondente offerta non è stata accettata, il massimo tra:
  - i. il prezzo di equilibrio del MGP nella zona in cui è localizzata la capacità generativa;
  - ii. i prezzi dell'ultima offerta accettata nelle diverse articolazioni del MSD nella (macro)zona in cui è localizzata la capacità generativa.

5.14 Per quanto attiene alle quantità relative ai contratti di compravendita di energia elettrica conclusi al di fuori del mercato a pronti, il prezzo di riferimento sarebbe il prezzo del MGP relativo alla zona in cui è localizzata la capacità generativa.

*S8: Si condividono i criteri di determinazione del prezzo di riferimento illustrati nei punti precedenti? In caso di risposta negativa, si prega di motivare.*

*S9: Si ritiene che, al fine di ridurre la rischiosità delle opzioni e data la minore liquidità e prevedibilità dei prezzi su MSD, il prezzo di cui al precedente punto 5.13, lett. d, ii, debba essere determinato a partire dai prezzi accettati su MSD al netto di quanto eventualmente restituito sulla base dei contratti di opzione?*

### *Il prezzo di esercizio*

- 5.15 Il prezzo di esercizio, che dovrebbe essere stabilito principalmente in funzione dei costi variabili delle tecnologie di generazione necessarie per l'adeguatezza, potrebbe essere fisso o indicizzato.
- 5.16 Nella precedente consultazione è stato manifestato un generale consenso alla necessità di indicizzare il prezzo di esercizio, soprattutto su orizzonti temporali superiori all'anno.

### *Le tipologie di opzioni rispetto ai periodi rilevanti in fase di consegna*

- 5.17 I soggetti che hanno partecipato alla consultazione n. 10/09 concordano che potrebbero essere offerte altre tipologie di prodotti oltre al *baseload*, quali i contratti *peak*, *off peak* e festivi. Alcuni ritengono, però, che in una prima fase potrebbe essere sufficiente limitare l'offerta ai prodotti *baseload* e *peakload*.
- 5.18 All'avvio del meccanismo si potrebbero concentrare le procedure competitive su contratti *baseload* e *peakload*, ampliando nel tempo l'offerta ad altre tipologie in funzione dell'evoluzione del mercato e delle esigenze rispetto all'obiettivo di adeguatezza.
- 5.19 Si registra inoltre un generale consenso all'esclusione dal periodo di consegna di sequenze di ore sufficientemente estese da consentire la manutenzione degli impianti. A questo proposito, si precisa che il Gestore sceglierebbe le ore in cui le sue controparti sono obbligate a rendere disponibile la capacità oggetto dei contratti, lasciando la possibilità alle controparti medesime di scegliere quando effettuare la manutenzione nell'ambito delle ore residue.

### *Il premio del contratto di opzione*

- 5.20 I partecipanti alla precedente consultazione concordano sul fatto che i principali fattori che influenzano il premio del singolo contratto di opzione sono i costi necessari per rendere disponibile la capacità di generazione e il costo per gestire il rischio che la dinamica dei costi variabili sia diversa da quella del prezzo di esercizio.
- 5.21 In questa sede occorre precisare che, essendo il premio del singolo contratto di opzione soggetto a procedura competitiva, ciascuna potenziale controparte del Gestore non avrebbe alcuna garanzia circa la possibilità di ottenere la piena copertura dei costi fissi che sarebbe costretta a sostenere per rendere disponibile la capacità oggetto dello specifico contratto. La quota dei costi fissi coperta attraverso il premio dell'opzione dipenderebbe, oltre che dal livello di efficienza indotto dalla procedura competitiva, dal livello del prezzo di esercizio che caratterizza l'opzione (e quindi dal tipo di tecnologia assunto nel definire l'opzione stessa) e dalla tipologia di capacità produttiva con cui l'operatore intenda assolvere l'impegno contenuto nell'opzione.
- 5.22 La somma dei premi pagati dal Gestore alle sue controparti contrattuali, al netto delle eventuali differenze positive tra i prezzi di riferimento e i prezzi di esercizio versate dalle stesse controparti al Gestore, costituirebbero l'onere da trasferire sugli

utenti. Al fine quindi di raccogliere le risorse necessarie per far fronte agli impegni del Gestore nei confronti delle sue controparti, l'Autorità fisserebbe e aggiornerebbe periodicamente un corrispettivo per la remunerazione della capacità produttiva da applicare – come accade attualmente con il vigente meccanismo – sull'energia elettrica prelevata.

*La procedura competitiva per l'allocazione dei contratti*

- 5.23 È condiviso che, *ceteris paribus*, l'adozione di una procedura competitiva nell'allocazione dei contratti da un lato pone le condizioni per un contenimento dell'onere del meccanismo di remunerazione della capacità, dall'altro lato permette di fornire un segnale a termine sul valore della capacità.
- 5.24 Nel corso della procedura competitiva, alla quale – come già precisato - i produttori non sono obbligati a partecipare, le offerte sarebbero riferite a un produttore e non a una singola unità di produzione, in modo da consentire alle controparti del Gestore di avere un'adeguata flessibilità nella selezione delle unità con le quali adempiere agli obblighi di disponibilità in una data zona (o macroarea). La citata flessibilità non solleverebbe tuttavia il produttore dal disporre nella medesima zona di sufficiente capacità produttiva per far fronte agli impegni assunti con il Gestore durante il periodo di vigenza dell'opzione.
- 5.25 Il meccanismo di formazione del prezzo di ciascuna procedura competitiva potrebbe essere di tipo *receive-as-bid* o *system marginal price*. Nel primo caso ogni vincitore delle procedure competitive otterrebbe esattamente il premio oggetto della propria offerta. Nel secondo, invece, il premio per unità di capacità sarebbe uguale per tutti i vincitori di una specifica procedura competitiva; questo premio sarebbe pari all'importo in corrispondenza del quale la capacità domandata dal Gestore uguaglia l'offerta di capacità espressa dai partecipanti alla procedura competitiva.
- 5.26 La singola procedura competitiva potrebbe essere mono-sessione o multi-sessione. In quest'ultimo caso i partecipanti alla procedura competitiva potrebbero richiedere nella sessione successiva un premio pari o inferiore rispetto a quello offerto in una data sessione e l'iterazione si interromperebbe in corrispondenza della sessione con offerte identiche a quelle della sessione precedente da parte della totalità dei partecipanti. La procedura multi-sessione permetterebbe a ciascun partecipante di adeguare la propria offerta in funzione di un più ampio set informativo, grazie alla conoscenza delle offerte degli altri partecipanti.

*S10: Il meccanismo di formazione del prezzo di ciascuna procedura competitiva dovrebbe essere di tipo receive-as-bid o system marginal price? Per quali motivi?*

*S11: La singola procedura competitiva dovrebbe essere mono-sessione o multi-sessione?*

*S12: Si ritiene condivisibile la scelta di riferire le offerte ai produttori piuttosto che alle unità di produzione? In caso di risposta negativa, si prega di motivare.*

### *Il mercato secondario delle opzioni*

- 5.27 La maggior parte dei partecipanti alla precedente consultazione accoglie con favore la possibilità che, nel rispetto di determinate condizioni di garanzia, le controparti del Gestore possano trasferire le loro posizioni a terzi.
- 5.28 La trasferibilità delle posizioni a terzi rileva soprattutto perché rende possibile la creazione di un mercato secondario delle opzioni. La formazione di un mercato secondario, accrescendo le occasioni di aggiornamento della valorizzazione di ciascun contratto di opzione, amplia i segnali di prezzo a termine a disposizione degli investitori e permette di rendere più frequente il *mark-to-market* dei contratti.
- 5.29 Il citato mercato secondario avrebbe la caratteristica di essere un mercato regolato, dato che la trasferibilità delle posizioni sarebbe condizionata all'accettazione e al rispetto da parte del terzo subentrante dei requisiti di garanzia e dei vincoli ai quali è sottoposto il soggetto cedente e che sono stabiliti in ambito regolatorio.

### *Il sistema delle garanzie*

- 5.30 Gli operatori risultano favorevoli a una gestione centralizzata del sistema di garanzie in capo a un soggetto dotato delle idonee competenze tecniche, quale il Gestore.
- 5.31 La proposta sull'articolazione del sistema di garanzie, che è stata accolta con favore dagli operatori nel suo impianto generale, è stata ampiamente descritta nel precedente documento di consultazione, cui si rinvia per i dettagli. In questa sede si ritiene invece utile fornire alcune precisazioni e sviluppare alcuni spunti di riflessione emersi dalle osservazioni degli operatori.
- 5.32 Il sistema di garanzie proposto includerebbe, tra l'altro, la struttura a cascata dei contratti di opzione e i margini di garanzia.
- 5.33 La suddivisione a cascata dei contratti di opzione consentirebbe, da un lato, di renderli più liquidi e, dall'altro lato, di alimentare i mercati di contratti omogenei con scadenze più brevi. In questo scenario si potrebbe anche immaginare un'integrazione con il mercato organizzato a termine, nella misura in cui al termine del periodo di negoziazione il singolo contratto di opzione stipulato dal Gestore potrebbe essere trasformato in un set di prodotti di durata inferiore che sarebbe composto da:
- a. il prodotto mensile in consegna sul mercato organizzato a termine;
  - b. ciascuno dei prodotti in negoziazione sul mercato organizzato a termine;
  - c. un prodotto residuale con periodo di consegna pari alla differenza tra il periodo di consegna del prodotto originario e il periodo coperto dai periodi di consegna dei prodotti di cui alle lett. a e b.

Una simile integrazione con il mercato organizzato a termine con obbligo di consegna fisica richiederebbe che si utilizzasse un unico standard contrattuale e che sul citato mercato si negoziassero contratti di opzione, oltre che contratti a termine in senso stretto.

- 5.34 Nel calcolo dei margini, il *mark-to-market* relativo a uno specifico contratto di opzione potrebbe essere effettuato servendosi del prezzo emerso nel corso dell'ultima procedura competitiva avente a oggetto un contratto con le stesse caratteristiche o sul mercato secondario.
- 5.35 Il margine a copertura del rischio prospettico di inadempimento dovrebbe essere stabilito in funzione dell'onere che il Gestore sarebbe costretto a sostenere per sostituire in pochi giorni la controparte inadempiente rispetto agli impegni di capacità dalla stessa assunti.
- 5.36 Inoltre, in considerazione del maggior rischio di inadempimento connesso ai soggetti che hanno capacità inferiore rispetto a quella che si sono impegnati a rendere disponibile, si potrebbe prevedere che gli stessi siano tenuti a versare margini prospettici più consistenti e a rispettare requisiti di patrimonializzazione più stringenti degli altri operatori. Però, al fine di evitare possibili discriminazioni e la creazione di rilevanti barriere all'entrata, la disciplina più restrittiva appena descritta dovrebbe essere articolata per gradi, in funzione della differenza tra la capacità di cui questi soggetti già dispongono e gli impegni di capacità assunti con il Gestore.

*S13: Come si valuta l'ipotesi di regolare le garanzie richieste a ciascun operatore in funzione della differenza tra la capacità di cui lo stesso già dispone e i suoi impegni di capacità assunti con il Gestore?*

#### *I rischi di fatto di terzi e di forza maggiore*

- 5.37 Alcuni operatori sostengono che le controparti del Gestore dovrebbero essere sollevate dai rischi di fatto di terzi e di forza maggiore. A questo proposito indicano l'esempio dell'incertezza sull'ottenimento delle autorizzazioni e sui tempi delle connessioni e dello sviluppo della rete di trasmissione.
- 5.38 I temi delle connessioni e dello sviluppo della rete di trasmissione sono stati già trattati nella sezione sui conflitti di interesse del Gestore. Quanto alla questione delle autorizzazioni e, più in generale, al fatto di terzi e alla forza maggiore, è fondamentale che i rischi connessi siano allocati in capo alle controparti del Gestore. Essendo questi ultimi i soggetti più adatti a gestire i suddetti rischi, si creerebbero così le condizioni per un'allocazione efficiente dei medesimi.
- 5.39 Il verificarsi di eventi riconducibili al fatto del terzo o alla forza maggiore possono rilevare ai fini della valutazione della gravità dell'inadempimento e della riduzione delle penali, ma non possono sollevare la controparte del Gestore dall'obbligo di pagare l'eventuale differenziale positivo tra il prezzo di riferimento e il prezzo di esercizio dell'opzione.
- 5.40 È chiaro che l'allocazione dei citati rischi in capo alle controparti del Gestore può contribuire ad aumentare il premio richiesto al Gestore, ma, se i suddetti rischi fossero lasciati sugli utenti, questi ultimi subirebbero comunque un onere, che sarebbe riconducibile all'indisponibilità della capacità conseguente al verificarsi di eventi negativi connessi ai citati rischi. Appare dunque preferibile che, attraverso la

valorizzazione in sede di quantificazione del premio dell'opzione, l'onere dei suddetti rischi sia reso evidente.

- 5.41 Peraltro, come già sottolineato sopra, il rischio autorizzativo subirebbe già un drastico ridimensionamento se i vincoli di posizionamento geografico della capacità oggetto dei contratti fossero riferiti a macroaree più ampie delle zone del mercato elettrico. In tal modo, infatti, le controparti del Gestore avrebbero più alternative di localizzazione della capacità.

*S14: Si condivide la scelta di allocare il rischio di fatto di terzi e di forza maggiore sulle controparti del Gestore? In caso di risposta negativa, si prega di motivare.*