

## Modalità per la determinazione del corrispettivo di cui all'articolo 14 della deliberazione ARG/ELT 98/2011

Documento di consultazione ARERA 321/2019/R/eel del 23 luglio 2019

Osservazioni di Elettricità Futura

5 agosto 2019

### Osservazioni di carattere generale

Il documento per la consultazione 321/2019 affronta la tematica della ripartizione dell'onere netto annuo sostenuto da Terna nell'ambito del Capacity Market, in base alle indicazioni dell'art. 14 della delibera 98 del 21 luglio 2011.

Per una corretta valutazione delle soluzioni prospettate nel documento, sarebbe tuttavia opportuno considerare anche le evoluzioni intervenute nella disciplina finale approvata con DM del 28 giugno 2019, rispetto al meccanismo della capacità disegnato all'epoca della pubblicazione della delibera 98.

Lo schema approvato infatti, dispiega parte dei propri effetti durante tutte le ore dell'anno.

In particolare - come peraltro affermato dall'Autorità stessa al paragrafo 3.4 del documento di consultazione - la natura della reliability option negoziata nel Mercato riduce la possibilità di esercizio di potere di mercato da parte dei soggetti che dispongono della capacità contrattualizzata con applicazione del Corrispettivo Variabile in tutte le ore dell'anno.

Il Mercato della Capacità produce pertanto importanti benefici a favore dei consumatori finali anche al di fuori delle ore di picco.

Inoltre, una ripartizione degli oneri di approvvigionamento della disponibilità di capacità fra UdD in prelievo come quella proposta dall'Autorità, potrebbe causare un forte impatto sui consumatori caratterizzati da profili di domanda rigidi e difficilmente modificabili (ad esempio con riferimento al settore retail domestico e PMI).

In ogni caso, affinché gli effetti attesi di riallocazione dei consumi tra insiemi di ore possano effettivamente dispiegarsi è probabilmente necessario che la struttura binomia dell'onere in consultazione rimanga stabile nel tempo, al fine di consentire la remunerazione di eventuali investimenti in shifting energetico (es. accumuli). Allo stato attuale, come noto, sono previsti due soli periodi di consegna del Capacity (2022 e 2023). Il permanere di un'incertezza sui periodi futuri potrebbe scoraggiare i suddetti investimenti da parte dei clienti finali, limitando gran parte dei benefici attesi dalla nuova struttura tariffaria.

Per tali motivazioni, riteniamo che la ripartizione dell'onere netto debba essere più equilibrata rispetto alla proporzione 70%/30% prospettata nel documento, anche in considerazione del fatto che la quota parte di onere netto allocato sulle ore di punta è distribuita su un quantitativo di ore significativamente ridotto rispetto al totale delle ore annue (attualmente le ore di picco dovrebbero essere 500, ovvero poco meno del 6% delle ore totali annue), quindi, anche con una percentuale di allocazione più equilibrata tra ore di picco e fuori picco, non verrebbe meno l'obiettivo di fornire un chiaro segnale di prezzo sull'energia prelevata durante le ore di picco, che risulterebbe in ogni caso significativo.

Per questa ragione la percentuale di allocazione dovrebbe tenere conto anche del numero stesso delle ore di picco individuate da Terna.

Con riferimento all'obiettivo di incentivare l'adozione di comportamenti virtuosi dei consumi, evidenziamo inoltre che gli utenti del dispacciamento, per riuscire a trasferire in maniera adeguata i segnali di prezzo ai propri clienti, dovrebbero necessariamente disporre di misure con granularità oraria, che saranno disponibili grazie agli smart meter 2G, dei quali però oggi una parte dei clienti in Bassa Tensione non risulta ancora dotata. In assenza di misure orarie, infatti, appare difficile individuare delle modalità che incentivino i clienti a modificare il profilo dei propri consumi tra ore di picco e di fuori picco in funzione del diverso valore del corrispettivo unitario.

Inoltre, con specifico riferimento al settore retail, facciamo presente che il solo segnale di prezzo non necessariamente porterebbe ad una modifica dei comportamenti delle famiglie, per le quali tale segnale dovrebbe essere prima di tutto ben compreso: aggiungere al concetto delle fasce orarie anche quello delle ore di punta potrebbe quindi confondere i consumatori e non dare i risultati sperati.

Per quanto riguarda l'applicazione del corrispettivo variabile teorico di cui al par. 2.11 del DCO, chiediamo di chiarirne meglio le modalità di calcolo, con riferimento a due aspetti:

- a) confermare che l'energia cui si applica il corrispettivo variabile teorico è quella programmata in esito alla registrazione di un contratto bilaterale sulla PCE;
- b) chiarire come è determinato il corrispettivo variabile teorico unitario (€/MWh)..

Il chiarimento richiesto è fondamentale per tener conto dell'impatto economico del Mercato della capacità sulla contrattazione bilaterale.

In generale infine, chiediamo di chiarire come sarebbe classificato il corrispettivo di copertura dell'onere netto ed all'interno di quale categoria di onere sarebbe eventualmente inserito (corrispettivi di dispacciamento, ecc.) e se esso si applica a tutti gli UdD in prelievo o se ci sono eventuali esenzioni. Si ritiene che, considerata la natura di tale corrispettivo, esso possa ricadere tra i corrispettivi a copertura degli oneri di dispacciamento di cui all'allegato A della delibera 111/06 (tra i quali oggi figura il Corrispettivo a copertura dei costi per la remunerazione della capacità produttiva).

Infine, riteniamo che, a prescindere da tutte le considerazioni di cui sopra, le regole che definiscono le modalità di applicazione del corrispettivo di cui all'art. 14 della delibera ARGE/elt 98/11 debbano essere rese pubbliche con adeguato anticipo (almeno 6 mesi) al fine di consentire agli operatori di adeguare i sistemi di fatturazione entro la data di applicazione del nuovo meccanismo.

### **Risposte agli spunti di consultazione**

Si rimanda alle considerazioni di carattere generale.