

MERCATO ITALIANO DELLA CAPACITÀ

- ORIENTAMENTI SPECIFICI -

Documento per la consultazione 592/2017/R/EEL del 3 agosto 2017

Osservazioni di Elettricità Futura

15 settembre 2017

Considerazioni di carattere generale

Elettricità Futura evidenzia che l'esigenza di garantire al sistema un necessario livello di adeguatezza, di sicurezza e di flessibilità ed una piena integrazione delle fonti rinnovabili non programmabili richiede un profondo ripensamento dell'architettura del mercato. In tale contesto è particolarmente urgente l'integrazione del mercato *Energy-only* con il *Capacity Market*, per assicurare agli impianti modulabili, sia nuovi che esistenti, di continuare a garantire il proprio contributo al sistema elettrico.

L'implementazione di tale riforma, non solo sul piano della normazione primaria ma anche in termini di specifica regolamentazione non è più procrastinabile.

Il mercato dell'energia elettrica nel suo complesso – in particolare con l'avvio del *capacity market* - deve essere in grado di fornire segnali di prezzo efficaci di medio/lungo periodo, al fine di indirizzare al meglio le scelte di investimento e disinvestimento.

L'urgenza di avviare il nuovo modello di mercato non vanifica l'importanza di previsioni regolamentari che siano in piena continuità con gli obiettivi della riforma stessa in termini di effetti sul mercato elettrico.

Ne consegue l'importanza sia del documento di consultazione cui si riferiscono i commenti nel seguito esposti sia dell'approfondimento che Elettricità Futura ritiene debba essere svolto su alcune delle proposte avanzate. Approfondimento che peraltro, per quanto già esposto, appare necessario finalizzare quanto prima.

Alla luce di tali obiettivi di urgenza e solidità degli interventi di implementazione del *capacity market*, Elettricità Futura ritiene che alcuni degli interventi proposti rischino di inficiare significativamente l'efficacia stessa dell'intero meccanismo, che si ritiene finalizzato a garantire nel medio e lungo termine la presenza di una adeguata capacità produttiva pienamente operante, tramite segnali di prezzo che possano effettivamente indirizzare le scelte degli operatori in termini di investimento e disinvestimento in impianti di produzione.

In particolare, si osserva che la proposta di un *cap* o di un *bid cap* differenziato per la capacità partecipante al mercato in base al parametro di essere capacità esistente o nuova capacità potrebbe indurre una perdita di significatività del segnale di prezzo definito nelle aste di capacità, con risultati paradossali, non pienamente prevedibili in un sistema di mercato, se non tramite la definizione di ulteriori regole di correzione degli interventi previsti, per assicurare il funzionamento del meccanismo, a scapito della sua efficacia ed efficienza.

Infatti la presenza di un *cap* differenziato può condurre alla situazione in cui il valore del premio (corrispettivo fisso) non raggiunga livelli tali da indicare una mancanza di capacità, annullando quindi l'effetto di attrazione per i nuovi investimenti. Si avrebbe quindi il paradosso di creare nel mercato della capacità la stessa situazione attualmente esistente nel mercato *energy-only*, dove il prezzo non riesce a segnalare l'effettiva necessità di nuovi investimenti (e anche disinvestimenti) con orizzonti di medio lungo termine. Per tali ragioni, dettagliate ulteriormente nel seguito del

documento, non condividiamo la proposta di un *cap* o di un *bid cap* per la capacità esistente. Il valore identificato per tali *cap* appare inoltre decisamente inadeguato a coprire tutti i costi operativi della media degli impianti che compongono il parco programmabile esistente.

Nonostante le analisi di Terna abbiano portato a riconsiderare l'attuale situazione italiana che, sotto specifiche condizioni di temperatura, produzione da fonti rinnovabili e disponibilità di risorse idriche, potrebbe incorrere in margini di riserva nulli, come specificato al punto 4.4 del DCO, l'Autorità a valle dell'introduzione del *cap* ritiene possibile/accettabile *“una riduzione della partecipazione attiva della capacità esistente”*, in modo da evitare un onere connesso ai premi potenzialmente elevato pur in presenza di un parco di generazione che sempre l'Autorità ritiene *“sostanzialmente invariato”*. È, invece, importante affermare che *“un parco di generazione sostanzialmente invariato”* è un bene per il sistema, in quanto oggi è l'unico strumento per garantire l'adeguatezza, e deve pertanto essere opportunamente valorizzato.

La disciplina, così come definita, pone anche in rilievo il problema degli impianti attualmente in conservazione e richiamati in esercizio da Terna. Tali impianti non possono avere remunerazione dei costi nell'ambito dell'attuale meccanismo del *capacity market*, in quanto il *cap* previsto per gli impianti esistenti non è in linea con i relativi livelli di costo. In aggiunta, sempre su questo tema, si segnala l'esigenza che Terna pubblichi quanto prima i propri studi sull'adeguatezza, dichiarando in modo trasparente i MW di cui ha bisogno, le modalità di calcolo e le motivazioni alla base di ogni scelta.

Si ritiene inoltre di dover chiarire nella disciplina che nei casi di manutenzione ordinaria che comportano l'indisponibilità dell'impianto non siano applicate eventuali penalità.

Alla luce di queste osservazioni, si richiede, quindi, che il *cap* relativo alla capacità esistente, sia esso puro *cap* o *bid cap*, venga eliminato, lasciando valide le disposizioni previste nel DCO 713/2016/R/eel che individuavano un *cap* unico per tutti gli impianti, siano essi nuovi o esistenti.

Rimandando al paragrafo successivo per le osservazioni agli spunti di consultazione proposti, si riportano di seguito alcune richieste che si ritiene siano coerenti con il disegno del CM e che potrebbero apportare dei miglioramenti dell'attuale disciplina a beneficio di una maggiore attrattività del CM stesso:

- Nomina: si richiede che la nomina sia giornaliera, in luogo di quella settimanale prevista dalla disciplina in vigore. La nomina settimanale comporta infatti un elevato ed ingiustificato rischio a carico dell'operatore: l'eventuale impossibilità a consegnare effettivamente la Capacità con l'UP nominata, comporta infatti una triplice e potenzialmente significativa penalizzazione:
 - Esborsi dovuti al meccanismo di restituzioni rispetto al prezzo di riferimento (con effetti tanto più negativi quanto più critica è la situazione del sistema nell'ora di eventuale inadempimento);
 - Perdita del premio in quota parte rispetto all'indisponibilità;
 - Penalità legate all'inadempimento contrattuale.
- Prezzo di riferimento (art.8 delibera 98/11): al fine di moderare gli effetti estremamente penalizzanti del meccanismo di restituzioni, si ritiene auspicabile che il riferimento all'ultima offerta accettata in MSD venga sostituito dal prezzo medio MSD;
- Indisponibilità: sarebbe auspicabile mantenere una coerenza con le categorie di indisponibilità già esistenti richiamate dal Codice di Rete TERNA (es: cause di forza maggiore).

Risposte agli spunti di consultazione

Q1. In merito alla DSR impegnata, si condividono le considerazioni sopra riportate? In caso di risposta negativa, si prega di motivare.

Q2. Si condivide l'orientamento secondo cui il prezzo di esercizio rimanga un parametro rappresentativo del costo variabile di produzione anche nel caso in cui sia prevista la partecipazione attiva della DSR al mercato della capacità? In caso di risposta negativa, si prega di motivare.

Q3. Si ritiene che sia opportuno che una parte del fabbisogno di capacità non sia soddisfatta nelle aste madri e sia riservata alle aste di aggiustamento che si svolgono l'anno prima dell'anno di consegna? In caso di risposta negativa, si prega di motivare.

Q1-Q2. In generale, Elettricità Futura necessario accompagnare l'evoluzione tecnologica delle risorse di Demand Side Response, anche proseguendo la sperimentazione riguardo le Unità Virtuali Abilitate di Consumo (UVAC).

Come detto in risposta alla precedente consultazione (DCO 713/16) riteniamo più corretto individuare un livello del prezzo di esercizio più vicino al valore della rinuncia del carico da parte della domanda, proprio per agevolare la partecipazione di quest'ultima, a tal proposito si ritiene comunque che il livello dello *strike price* non debba essere inferiore ai 250 €/MWh

Ciononostante, la proposta avanzata nel presente DCO appare condivisibile e non penalizzante per la DSR partecipante al mercato a patto che il distacco della domanda avvenga ad un prezzo liberamente richiesto dalla domanda stessa senza restituzioni rispetto allo *strike-price*. Il meccanismo di neutralizzazione della posizione della DSR impegnata rispetto al mercato della capacità necessita tuttavia la definizione di alcuni aspetti:

- la potenza per cui la DSR può auto approvvigionarsi di capacità, non sia pari alla potenza impegnata dall'utenza ma, al pari degli impianti di produzione, sia ridotta di un fattore che esprima il tasso medio di indisponibilità legato ai periodi di minor consumo;
- gli obblighi minimi per la domanda ad offrire su MSD per un numero minimo di ore all'anno la complessiva potenza che contribuisce a quantificare l'adeguatezza di cui si auto approvvigiona;
- lo sconto sul corrispettivo a copertura degli oneri netti derivanti dal mercato della capacità proporzionato in base all'effettivo contributo al sistema, e quindi applicato solo alle quantità offerte su MSD e non al complessivo consumo annuo dell'utenza;
- un meccanismo di verifica dell'effettiva capacità, in caso di chiamata, di eseguire il distacco entro i criteri stabiliti e penali in caso di esito negativo, in modo da evitare arbitraggi tra uno "sconto certo" e una "richiesta di esecuzione della prestazione alquanto improbabile".

Infine, andrebbe chiarito che la partecipazione alle risorse interrompibili potrebbe essere concessa solo in caso di rinuncia a tale regime, così come andrebbe esclusa la partecipazione al mercato della capacità di altre risorse già contrattualizzate a termine in MSD, poiché per tali risorse il sistema sta già sostenendo un onere per "l'assicurazione" della loro disponibilità.

Q3. Non si condivide la proposta dell'Autorità, poiché la riserva di una parte del fabbisogno di capacità per le aste di aggiustamento richiederebbe la stima da parte di Terna della capacità (sia produzione che domanda) che con alta probabilità sarebbe disponibile a partecipare attivamente alle medesime aste: una stima del genere appare altamente incerta e difficile, con il rischio di creare situazioni di mancanza di capacità da DSR che dovrebbe eventualmente essere sostituita dalla capacità di generazione residua (non contrattualizzata nelle aste madri) con rischio di scarsa concorrenza e premi elevati. Inoltre la misura proposta implicherebbe un impatto artificioso e distorsivo su volumi e prezzi, in grado di inficiare la correttezza del segnale a termine che il CM dovrebbe fornire.

In aggiunta, si ritiene che non esista domanda che possa diventare DSR senza investimenti in campo, anche solo di monitoraggio e controllo, necessari per garantire la "flessibilità" dei consumi e la conseguente possibilità di ridurli in caso di criticità; ciò significa che anche la DSR ha bisogno di un periodo di pianificazione degli investimenti di alcuni anni che rende opportuna la messa a disposizione della complessiva capacità tutta sulle aste madri.

Si ricorda poi che l'obiettivo principale del *capacity market* è legato alla possibilità di far emergere segnali di lungo periodo utili per pianificare gli investimenti futuri; la possibilità di limitare la complessiva domanda sulle aste madri, per portarne parte su quelle di aggiustamento, riduce significativamente tale segnale (che deve essere possibile esprimere sia in prezzo, sia in quantità) e rende meno efficace il complessivo sistema del *capacity market*.

In subordine si chiede che;

- sia limitata ad un periodo transitorio al fine di agevolare la graduale partecipazione della DSR. A tendere la domanda dovrebbe partecipare in concorrenza con i produttori, nella stessa asta.
- in ogni caso la capacità riservata alle aste di aggiustamento sia stimata pari a valori molto bassi rispetto al fabbisogno totale, proprio per dare maggior rilievo all'asta madre ed evitare i rischi suddetti.

Q4. Si condivide l'approccio descritto sopra in merito alla metodologia di determinazione del prezzo di esercizio? In caso di risposta negativa, si prega di motivare.

Q4. Come esposto in risposta al Q1-Q2, si ritiene che sarebbe stato più corretto individuare un livello del prezzo di esercizio più vicino al valore della rinuncia del carico da parte della domanda; ciononostante, il metodo di calcolo dello strike price appare comunque condivisibile, apprezzando che l'Autorità abbia inserito, come proposto da noi, anche la componente relativa ad altri oneri e rischi di gestione, in analogia con quanto previsto in riferimento ai "contratti alternativi all'essenzialità" di cui all'art. 65 bis della delibera AEEGSI 111/06.

Riguardo alla componente gas naturale, chiediamo di prevedere la possibilità di rivedere il valore in caso di rialzi causati da eventi improvvisi, come in situazioni di emergenza, durante le quali la componente gas dovrebbe essere allineata al valore del prezzo amministrato previsto dal Testo Integrato Gas per le situazioni di crisi.

In aggiunta, in caso di modifica o eliminazione delle attuali componenti di valorizzazione del gas, si ritiene necessario stabilire nella disciplina in modo certo che la componente a copertura del costo per il gas naturale sia rappresentativa del costo della materia prima all'impianto di produzione, inclusiva di logistica del trasporto gas, oneri variabili applicati ai prelievi gas degli impianti e delle accise, e che tali valori siano aggiornati in accordo con eventuali modifiche della disciplina lato gas.

Si richiede inoltre che in aggiunta alle voci previste nel DCO siano considerate anche le voci aggiuntive presenti nell'allegato 5 della disciplina di Terna che include anche il costo di acquisto dell'energia sul mercato per esigenze di produzione e il costo della manutenzione - quota parte variabile rispetto alla quantità di energia elettrica prodotta.

Si concorda infine sul principio di non retroattività e si richiede di precisare, in sede di definizione della disciplina finale, anche il formato standard del contratto su 15 anni per gli impianti nuovi, introducendo in modo esplicito i diritti e i doveri a cui gli operatori sono vincolati, inclusa la metodologia per la definizione dello *strike price*.

Q5. Si condivide la metodologia utilizzata per la definizione dei valori dei premi corrispondenti ai diversi punti della curva di domanda? In caso di risposta negativa, si prega di motivare, fornendo – ove disponibili - informazioni quantitative a supporto delle controdeduzioni.

Q5. Nella metodologia utilizzata per la definizione dei valori corrispondenti ai diversi punti della curva di domanda è previsto che la capacità sia considerata in termini di CDP (Capacità di Produzione), calcolata quale risultato dell'applicazione di un fattore di derating alla capacità efficiente complessivamente offerta.

Tale previsione induce effetti negativi sul funzionamento del sistema , perché significa che, per mettere a disposizione una determinata quantità di capacità, è necessario sostenere i costi relativi non solo ai MW di CDP, ma ad una reale capacità efficiente maggiore della CDP considerata nel *capacity market*.

Per ovviare a tale problematica, in fase di stima delle ordinate della curva di domanda, andrebbe quindi utilizzato il maggior valore della capacità efficiente necessaria a mettere a disposizione una CDP prestabilita. I valori calcolati dall'AEEGSI in termini di costo per MW di potenza efficiente vanno dunque incrementati per un fattore pari al rapporto tra potenza efficiente e CDP corrispondente (cioè il reciproco del coefficiente di derating).

Riguardo ai vari parametri considerati, in generale si ritiene importante sottolineare che il maggior costo dovuto ad una stima del CONE adeguata per attrarre gli investimenti è comunque di gran lunga inferiore al costo che il sistema dovrebbe affrontare in caso di mancanza dei margini di adeguatezza e in caso di *black-out*.

Nel dettaglio, i costi fissi di costruzione appaiono troppo bassi: si ritiene che per attrarre nuovi investimenti non si possano scegliere i valori dei preventivi più bassi possibili. Anche il valore del WACC appare troppo basso e la motivazione della possibilità di stipulare contratti con durata pari a 15 non appare sufficiente: si evidenzia che in Europa i tassi di interesse sono previsti in aumento nei prossimi anni.

Come già evidenziato in precedenti consultazioni, si ritiene che un tempo di ammortamento pari a 25 anni sia fin troppo alto, chiediamo quindi di ridurlo a 15 anni, anche per un logico allineamento con la durata del prodotto assegnato alla capacità nuova (nel meccanismo americano gestito da PJM, ad esempio, la vita utile è proprio pari a 15 anni).

Le ordinate dei punti A, B e C dovrebbero pertanto essere incrementate.

Si segnala infine che il LOLE dovrebbe assumere valori in linea con quanto fissato in altri Paesi europei (2 o al massimo 3 h). Una volta identificato il LOLE, sarà poi necessario che Terna renda nota la domanda in ogni area di mercato.

Q6. Si condividono gli orientamenti dell'Autorità in merito alle misure di contenimento dell'esercizio del potere di mercato nelle prime aste del mercato della capacità? In caso di risposta negativa, si prega di motivare

Q6. Come detto nelle considerazioni di carattere generale, non si condivide la proposta dell'Autorità. Un *cap* o un *bid cap* differenziato per la capacità esistente potrebbe infatti annullare la significatività del segnale di prezzo definito nelle aste di capacità: soprattutto nelle prime aste il valore del premio (corrispettivo fisso) non potrebbe raggiungere livelli tali da indicare una mancanza di capacità, annullando quindi l'effetto di attrazione per i nuovi investimenti. Un meccanismo di *capacity market* così formulato sarebbe adatto solo ad un numero ristretto di impianti presenti nell'attuale parco di generazione, non rappresentando uno strumento capace di garantire l'adeguatezza del sistema che, invece, può essere sostenuta soltanto dall'insieme di tutti gli impianti attualmente operativi. Inoltre, appare del tutto errato considerare disponibile al 100% la capacità non partecipante al mercato: il sistema infatti non può fare completo affidamento su tale capacità esistente che, non essendo entrata nel mercato, potrebbe non riuscire ad affrontare i costi di mantenimento e quindi essere dismessa (anche in parte). Si suggerisce dunque di rivedere la disciplina su questo aspetto.

Il *cap* alla capacità esistente rischia inoltre, nella misura in cui inadeguato alla copertura dei costi di capacità esistente necessaria al sistema elettrico, di far uscire dal mercato parte della capacità esistente con bisogno di incrementare l'ingresso di capacità di nuova costruzione in sua sostituzione, con evidenti maggiori costi.

Ferma restando la contrarietà alla proposta, si segnala che il valore individuato per il *cap* o un *bid cap* dovrebbe in ogni caso consentire di coprire tutti i costi operativi necessari a mantenere ed operare un'unità media del parco programmabile esistente, non quella più efficiente, per evitare l'estromissione dal mercato di capacità comunque efficiente che potrebbe dare un importante contributo all'adeguatezza. Si sottolinea, infatti, che le azioni di contenimento dei costi da parte degli operatori sono già avvenute nel corso degli anni a causa dei margini sempre ridotti che si realizzavano e si realizzano ancora oggi sui mercati. La differenza nei costi resta proprio legata alla tipologia di impianto e alla taglia stessa dell'impianto, tutti fattori su cui l'operatore non può agire e che quindi è necessario considerare nella definizione del *cap*.

Con un valore di 20.000 €/MW, infatti, per molte unità esistenti non sarebbe sostenibile il mantenimento sul mercato, affrontando però dall'altra parte il problema del possibile diniego alla dismissione da parte di Terna, a causa di esigenze di sicurezza. Si rimarca in proposito l'attenzione dell'Autorità sull'importanza di assicurare coerenza tra gli esiti del mercato della capacità e le scelte degli operatori, non potendo essere in alcun modo accettato che un impianto non selezionato nel *capacity market* sia costretto a proprie spese a rimanere in esercizio, a causa dell'attuale procedura che prevede che le richieste di dismissione debbano essere approvate dal Ministero, sentita Terna.

A riguardo si evidenzia come il principale Mercato della Capacità Europeo (CRM Inglese), è presente un *bid cap* sul premio, differisca in modo significativo dal disegno Italiano sotto diversi profili:

- non esiste un *cap* assoluto per i "*price taker*" (impianti esistenti per i quali vige il *cap*) ma esclusivamente un *bid cap*: il clearing price, anche se superiore a tale *bid cap*, rappresenta il premio per tutti i partecipanti, anche per i *price-taker* soggetti a *bid cap*;
- il *cap* è riferito al CONE moltiplicato per un fattore >1 (ad esempio per UK è pari a 1,5) in modo da tenere in considerazione di tutti i rischi associati ad un nuovo investimento;

- il *bid cap* si inserisce in un meccanismo che sconta un generale minor rischio per i partecipanti:
 - non sussistono i vincoli offerta presenti nel CM;
 - non sono presenti i meccanismi di restituzione, con le significative penalità implicite associate, previsti nel CM;
 - penalità per inadempimento: i partecipanti al mercato vengono sanzionati solo laddove non consegnino la capacità conferita in caso di eventi di stress per il sistema con una penale che corrisponde ad 1/24 del premio annuale corrisposto all'operatore.

In aggiunta all'innalzamento del valore del *cap*, si richiede la possibilità che anche nelle aste delle fase di prima attuazione sia ridotto il ribasso minimo dal 10% al 5%. Questo comporterebbe un effetto positivo per il complessivo sistema in quanto consentirebbe di raggiungere un punto di equilibrio più rappresentativo della reale situazione.

Pe ragioni analoghe non si condivide l'esistenza di alcun tipo di *cap* alla capacità esistente nella fase di piena attuazione.

Q7. Si ritiene che sia opportuna l'adozione della sopra descritta modalità di applicazione graduale del mercato della capacità? In caso di risposta negativa, si prega di motivare.

Q7. In un'ottica di gradualità, è condivisibile ridurre i rischi percepiti dagli operatori incrementando lo *strike price* di riferimento. In quest'ottica non è invece condivisibile la riduzione dei valori della curva di domanda. Tale curva, inoltre, vale ricordarlo, è una curva tarata sui costi di impianto e di per sé non può subire dunque alcuna ragionevole riduzione, pena il venir meno degli obiettivi stessi del *capacity market* (assicurare l'adeguatezza a costi efficienti garantendo la copertura di tutti i costi della capacità necessaria al sistema).

Ciononostante, se l'Autorità intendesse le due proposte (incremento *strike* e diminuzione ordinate dei punti della curva di domanda) come inscindibili l'una dall'altra, allora si ribadisce la assoluta contrarietà al combinato disposto delle due misure.

